

Risikoorientierte Instandhaltung auf der Basis der Value-at-Risk Methode im Übertragungsnetz

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik

der Technischen Universität Darmstadt zur Erlangung des akademischen
Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

von

Dipl.-Ing. Marco Fleckenstein

Geboren am 22.11.1981 in Haßfurt am Main

Referent: Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Tag der Einreichung: 14.04.2015

Tag der mündlichen Prüfung: 09.07.2015

D17

Darmstadt 2015

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner fünfjährigen Anstellung als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Technischen Universität Darmstadt am Institut für Elektrische Energiesysteme innerhalb der Forschungsgruppe Elektrische Energieversorgung unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer, der mir die Möglichkeit gegeben hat, das gewählte Thema uneingeschränkt bearbeiten zu können. Neben seiner hervorragenden Betreuung und den konstruktiven Hinweisen während der Erstellung dieser Dissertation, möchte ich ihm für die spannenden und abwechslungsreichen Gespräche als auch für die wunderbare Atmosphäre an seinem damaligen Fachgebiet bzw. derzeitigen Forschungsgruppe danken. Besonders möchte ich mich auch bei Prof. Dr.-Ing. Claus Neumann bedanken. Sein Zutun und die vielen Gespräche am Institut haben mir geholfen, die richtigen Fragen und Ideen zu entwickeln.

Des Weiteren möchte ich Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson und Herrn Prof. Dr.-Ing. Albert Moser für ihr Interesse an der Arbeit und die Übernahme der Aufgabe des Korreferats danken. Für die finanzielle Unterstützung zur Erstellung meiner Arbeit möchte ich mich bei der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) bedanken.

Die Zeit am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung zählt zu der Schönsten meines bisherigen Lebens. Ohne Euch, Leyla, Arefeh, Ingo, Thanos, Jochen, Torben, Lan, Marc, Andrej, Alex und Andreas wäre es nur halb so schön gewesen. Es war eine unvergessliche Zeit mit Euch! Herzlichen Dank! Ich danke ebenfalls meiner Familie, meinen Freunden und meiner Lebensgefährtin Jana Fertig für die Unterstützung und Entbehrung während der gesamten Zeit meiner wissenschaftlichen Ausbildung. Zuletzt gilt mein Dank allen Studenten, die mit ihren Studien-, Diplom-, Bachelor- und Masterarbeiten zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen & Abkürzungen	IV
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	XI
Eidesstattliche Erklärung laut §9 PromO	XIV
Kurzfassung	XV
Abstract	XVII
<hr/>	
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung und die Arbeitsschritte	2
1.2 Aufbau der Arbeit	3
<hr/>	
2 Aufbau des erstellten Netzmodells	5
2.1 Datenerhebung zur Netzmodellierung	6
2.2 Die 380-kV-Übertragungsnetzebene	7
2.2.1 Betriebsmittel der 380-kV-Ebene	8
2.2.2 Schaltanlagen in der 380-kV-Ebene	19
2.2.3 Kosten der Betriebsmittel in der 380-kV-Ebene	21
2.3 Die 220-kV-Spannungsebene	22
2.4 Die vertikale Netzlast des Netzmodells – Die 110-kV-Netzgruppen	23
2.5 Kraftwerke und deren Netzanschluss	24
2.6 Kuppelstellen zu anderen Übertragungsnetzen	26
<hr/>	
3 Lastflussberechnungen im Übertragungsnetz	28
3.1 Auswahl der Berechnungsmethodik	28
3.2 Ermittlung der repräsentativen Lastflussberechnungen	29
<hr/>	
4 Zuverlässigkeitsanalysen im Übertragungsnetz	33
4.1 Zuverlässigkeitsdaten und Ausfallmodelle der Betriebsmittel	34
4.1.1 Definitionen zu den Zuverlässigkeitskenndaten	36

4.1.2 VDN Störungsstatistik – Grundlegende Eingangsgrößen	36
4.1.3 Altersabhängige Betriebsmittelausfallraten – genauere Eingangsgrößen	37
4.2 Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung	40
4.3 Die Zuverlässigkeitskenngrößen – quantitative Aussagen zum Übertragungsnetz	44
4.4 Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen	47
4.4.1 Spitzenlastszenario – maximale vertikale Netzlast	48
4.4.2 Vergleich der Spitzenlast vs. Multilast	50
4.4.3 Vergleich mit altersabhängigen Ausfallraten	52
4.4.4 Erkenntnisse aus den Zuverlässigkeitsanalysen	54
5 Asset Management im Übertragungsnetz	55
5.1 Grundlagen des Asset Management	55
5.2 Die Instandhaltung – Grundlagen und Strategien	57
5.2.1 Grundlagen der Instandhaltung	57
5.2.2 Instandhaltungsstrategien	59
5.3 Das Risikomanagement im Übertragungsnetz	62
5.3.1 Risikoidentifikation zur Bewertung operativer Risiken im Übertragungsnetz	64
5.3.2 Methoden zur Messung von Risikokennzahlen	66
6 Der Value-at-Risk für das Übertragungsnetz	69
6.1 Grundlagen zum Value at Risk	69
6.1.1 Verfahren zur Berechnung des VaR	70
6.1.2 Grenzen der VaR-Anwendung	73
6.1.3 Auswahl der Berechnungsmethode	73
6.2 Einflussgrößen der VaR-Berechnung	74
6.2.1 Eintrittswahrscheinlichkeit der Lastszenarien	75
6.2.2 Streuung der altersabhängigen Ausfallraten der Betriebsmittel	76
Bestimmung des Betriebsmittelsrisikos	78
6.2.3 Reparaturrisiko von Betriebsmitteln	78
6.2.4 Umsatzausfallrisiko nicht gelieferter Energie	78
6.2.5 Umsatzausfallrisiko Re-Dispatch Kraftwerke	79
6.2.6 Zusammensetzung des Schadensrisikos eines Betriebsmittels	79
6.3 Bestimmung des Value at Risk der Betriebsmittel und weitere Clusterungen	81
6.4 Sensitivitätsanalyse des VaR	83

7 Anwendungsmöglichkeiten des VaR im Asset Management	86
7.1 Ermittlung des operativen Risikos des 380-kV-Übertragungsnetzes mit der VaR-Methode	87
7.1.1 Aufteilung des Netzrisikos nach Schaltanlagen	89
7.1.2 Aufteilung des Netzrisikos nach Betriebsmittelgruppen	91
7.1.3 Aufteilung des Netzrisikos nach Altersklassen	93
7.1.4 Aufteilung des Netzrisikos nach Betriebsmittel	95
7.1.5 Auswertung der Aufteilungen des Netzrisikos	100
7.2 Risikoorientierte Instandhaltung der individuellen Betriebsmittel	101
7.2.1 Verschiedene Intensität der Instandhaltung	101
7.2.2 Der Knapsack-Problem-Ansatz	102
7.2.3 Ergebnisse der individuellen risikoorientierten Instandhaltung für die individuellen Betriebsmittel	106
7.2.4 Ergebnisse der risikoorientierten Instandhaltung für Cluster	108
7.3 Risikoorientiertes Refurbishment und Erneuerung von Leistungstransformatoren	114
7.3.1 Statistische Daten zum Ausfallverhalten von Leistungstransformatoren	114
7.3.2 Möglichkeiten des Refurbishment	115
7.3.3 Ergebnisse des risikoorientierten Investitionsplans für Leistungstransformatoren	116
8 Fazit	119
Literaturverzeichnis	XXI
Eigene Veröffentlichungen	XXVIII
Betreute studentische Arbeiten	XXXI
Anhang	XXI
A1 Anhang zum Kapitel: Aufbau des erstellten Netzmodells	XXI
A2 Anhang zum Kapitel: Asset Management im Übertragungsnetz	XXIV
Lebenslauf	XXI

Formelzeichen & Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AB	Betriebsmittel im Abgangsfeld
AK	Altersklasse
AM	Asset Management
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BB	Sammelschiene
CAPEX	Investitionskosten (Capital expenditure)
CB	Leistungsschalter
CBDIS	Drehtrennschalter
CT	Stromwandler
DB	Schaltanlagentyp Doppelsammelschiene
DBT	Schaltanlagentyp Doppelsammelschiene mit Umge- hungsschiene
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ET	Schaltanlagentyp externer Transformator
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FEA	Fehlereffektanalyse
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GEN	Generator
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
H3	Schaltanlagentyp H-Schaltung mit drei Leistungsschaltern
H4	Schaltanlagentyp H-Schaltung mit vier Leistungsschaltern
MCS	Monte Carlo Simulation
NRV	Newton Raphson Verfahren
OHL	Freileitung
OPEX	Betriebskosten (Operational expenditure)
PDIS	Scherentrennschalter
PTR	Leistungstransformator
TBT	Schaltanlagentyp Dreifachsammelschiene mit Umge- hungsschiene
TR	Betriebsmittel im Transformatorfeld
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VaR	Value-at-Risk
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft

VDN	Verband der Netzbetreiber
VT	Spannungswandler
WG	Working Group

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
C_0'	nF/km	Längenbezogene Nullkapazität
C_1'	nF/km	Längenbezogene Mitkapazität
D	-	Redispatch Priorität des Kraftwerks
H	1/a	Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen am Netzknoten
H_C	1/a	Summierte Ausfallhäufigkeit der Lastknoten
H_P	1/a	Summierte Ausfallhäufigkeit der Generatorknoten
K	-	Last/Erzeugungsszenario
K_{CAPEX}	k€	Investitionskosten
K_E	€/ MWh	Ausfallkosten
$K_{R,max}$	k€	Maximale Reparaturkosten des Betriebsmittels
$K_{R,min}$	k€	Minimale Reparaturkosten des Betriebsmittels
$K_{R\emptyset}$	k€	Durchschnittliche Reparaturkosten des Betriebsmittels
$K_{R\sigma}$	k€	Standardabweichung Reparaturkosten der Betriebsmittel
K_{WK}	k€	Wartungskosten
L	-	110-kV-Netzgruppe im Übertragungsnetzmodell
M	1/a	Instandsetzungsrate von Betriebsmittel
m_0	8a	Altersgruppenkonstante
m_{\emptyset}	a	Durchschnittsalter der Betriebsmittelgruppe
N	-	Grundgesamtheit der Betriebsmittel
n_F	1/a	Anzahl der Ausfallereignisse
P	-	Konfidenzintervall
P_{nat}	MW	Natürliche Leistung der Freileitung
P_q	MW/a	Unterbrochene Leistung der Ausfallkombination
Q	min/a, h/a	Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen
$R(s)$	€	380-kV-Übertragungsnetzrisiko in Simulationsrunde s
$R_{C,i}$	EUR	Risiko nicht gelieferter Energie durch Betriebsmittel i
$R_{G,i}$	EUR	Risiko nicht eingespeister Energie durch Betriebsmittel i
$R_{R,i}$	EUR	Reparaturrisiko des Betriebsmittels i
R_0'	Ω /km	Resistanzbelag der Freileitung im Nullsystem
R_1'	Ω /km	Resistanzbelag der Freileitung im Mitsystem
s	-	Simulationsrunde
S	-	Anzahl der Simulationsrunden

S_{th}	MVA	Thermische Grenzleistung
T	min, h	Zu erwartende Dauer der Versorgungsunterbrechungen
T_a	a	Ausfalldauer des Betriebsmittels
T_b	a	Betriebszeit des Betriebsmittels
T_{\emptyset}	h	Durchschnittliche Ausfalldauer der Betriebsmittel
U	-	Generator u im Übertragungsnetzmodell
U_m	kV	Höchste Betriebsspannung des Betriebsmittels
U_n	kV	Netznenntspannung
$VaR(p)$	€	Value-at-Risk zum Konfidenzintervall p
W	MWh/a	Menge der nicht gelieferten Energie
W_C	MWh/a	Summierte Fehlenergiemenge aller Lastknoten
W_{CG}	MWh/a	Summierte Fehlenergiemenge aller Generatorknoten und Lastknoten
W_G	MWh/a	Summierte Fehlenergiemenge aller Generatorknoten
X_0'	Ω/km	Reaktanzbelag der Freileitung im Nullsystem
X_1'	Ω/km	Reaktanzbelag der Freileitung im Mitsystem
Z_W	Ω	Wellenwiderstand der Freileitung
λ	1/a	Ausfallrate eines Betriebsmittels
$\lambda(t)$	1/a	altersabhängige Ausfallrate des Betriebsmittel
λ_{\emptyset}	1/a	Durchschnittliche Ausfallrate eines Betriebsmittels

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Hierarchische Struktur der elektrischen Energieversorgung in Deutschland [6]	6
Abbildung 2.2: Freileitungstypen in der 380-kV-Übertragungsnetzebene [8]	9
Abbildung 2.3: Aufbau eines SF ₆ -Leistungsschalters [14]	12
Abbildung 2.4: Unterschiedliche Installationsorte der Leistungsschalter	13
Abbildung 2.5: Aufteilung der Trennschalter in der 380-kV-Ebene	16
Abbildung 2.6: Komponenten eines ölisolierten Leistungstransformators [22]	18
Abbildung 2.7: Typische Feldkonfigurationen in den Schaltanlagen [26]	20
Abbildung 2.8: Bruttoleistung P der Kraftwerke im Übertragungsnetzmodell [33]	24
Abbildung 3.1: Jahreslastgang P des Übertragungsnetzbetreibers im Jahr 2011 [42]	29
Abbildung 3.2: Geordneter Jahreslastgang P des Übertragungsnetzes im Jahr 2011	30
Abbildung 3.3: Last- und Erzeugungsszenarien k für das Übertragungsnetzmodell [45]	31
Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau des Übertragungsnetzmodells	32
Abbildung 4.1: Der schematische Ablauf von Zuverlässigkeitsanalyse [46]	33
Abbildung 4.2: Prozentuale Altersverteilung nach Betriebsjahre der Betriebsmittel im 380-kV-Übertragungsnetz nach Altersklasse AK [50]	38
Abbildung 4.3: Altersabhängige Ausfallraten $\lambda(AK)$ der Betriebsmittel im 380-kV-Übertragungsnetz [50]	40
Abbildung 4.4: Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung	42
Abbildung 4.5: Anschluss von 110-kV-Netzgruppe	46
Abbildung 4.6: Kenngrößen (Ausfallhäufigkeit H und nicht gelieferte Energie W_G) der 110-kV-Netzgruppen I im Spitzenlastszenario	49
Abbildung 4.7: Kenngrößen der Einspeisung der Erzeugungsanlagen u (Ausfallhäufigkeit H und nicht eingespeiste Energie W_G) im Spitzenlastszenario	50
Abbildung 4.8: Summierte Ausfallraten der Lastszenarien k	50

Abbildung 4.9: Fehlenergiemengen der einzelnen Last/Erzeugungsszenarien k	51
Abbildung 4.10: Ranking der Defizitenergien der Schaltanlagen	52
Abbildung 4.11: Unterschiede der summierten Defizitenergien der Schaltanlagen	53
Abbildung 5.1: Ermittlung des Kostenoptimums und der Versorgungsqualität [64]	56
Abbildung 5.2: Die Pyramide des Asset Management-Prozesses [64]	57
Abbildung 5.3: Unterschiedliche Arten der Instandhaltungsstrategien [70] [64]	60
Abbildung 5.4: Operative Prozess des Risikomanagements [76] [77]	63
Abbildung 5.5: Kategorisierung der Risikokennzahlen	66
Abbildung 6.1: Die altersabhängigen Ausfallraten λ von Leistungsschaltern mit Schwankungsband	76
Abbildung 6.2: Bestimmung des Betriebsmittelrisikos	81
Abbildung 6.3: Sortierte Gesamtrisiken und Bestimmung des VaR	82
Abbildung 6.4: Bestimmung des VaR des Gesamtnetzes	83
Abbildung 6.5: VaR(90) in Abhängigkeit der Anzahl von Simulationsrunden	84
Abbildung 7.1: Sortierte summierte Netzrisiken $R(s)$	88
Abbildung 7.2: Bestimmung der 380-kV-Schaltanlagen-VaR _S (v,p)	90
Abbildung 7.3: Sortierte 380-kV-Schaltanlagen-VaR _S ($v,95$)	91
Abbildung 7.4: Aufteilung des VaR nach Betriebsmittelgruppen.	92
Abbildung 7.5: Aufteilung des Netzrisikos nach Altersklasse AK	93
Abbildung 7.6: Durchschnittliches Betriebsmittelrisiko nach Altersklasse	94
Abbildung 7.7: Durchschnittliches Betriebsmittelrisiko nach Altersklasse und Betriebsmittelgruppe	94
Abbildung 7.8: Individuelle Risiken der Sammelschienen	96
Abbildung 7.9: Individuelle VaR der Freileitungen	97
Abbildung 7.10: Individuelle Risiken der Abgangstrennschalter	98
Abbildung 7.11: Individuelle Risiken der Leistungsschalter	99

Abbildung 7.12: Individuelle Risiken der Leistungstransformatoren	100
Abbildung 7.13: Aufteilung der Wartungsstrategien der Betriebsmittel	106
Abbildung 7.14: Aufteilung der Wartungsintensität nach Betriebsmittelgruppe	107
Abbildung 7.15: Kosteneinsparungen pro Art des Betriebsmittels	107
Abbildung 7.16: Vergleich der Clusterrisiken der risikostärksten Schaltanlagen v	110
Abbildung 7.17: Cluster der Bus-to-Bus Wartungsstrategie	111
Abbildung 7.18: Risiken der Bus-to-Bus Cluster $VaR_{\text{BiB}}(n,95)$	111
Abbildung 7.19: Veränderung der Risikowerte bei der ROBB-Wartungsstrategie [26]	112
Abbildung 7.20: Aufteilung der Fehlerursache bei Leistungstransformatoren [30]	114
Abbildung 7.21: Reparaturort bei Leistungstransformatoren [30]	115
Abbildung 7.22: Vergleich Ausfallraten der Leistungstransformatoren [92].	116
Abbildung 7.23: Risikoreduzierung mit dem Investitionsplan [92]	117
Abbildung 7.24: Aufteilung der Investitionsbudgets nach Handlung [92]	118
Abbildung 8.1: Aufteilung des Ausfallrisikos nach Betriebsmittelgruppe	120
Abbildung A 1: 380 kV Freileitungsnetz mit Kuppelstellen.	XXI
Abbildung A 2: Schaltanlage mit H-Schaltung und vier Leistungsschaltern	XXIII
Abbildung A 3: Aufbau eines Kraftwerksanschlusses im Netzmodell	XXIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Normierte Spannungsebenen in Deutschland [5]	5
Tabelle 2.2: Betriebsmittel der 380-kV-Übertragungsnetzebene	7
Tabelle 2.3: Unterscheidungsmerkmale innerhalb der Betriebsmittelgruppen	8
Tabelle 2.4: Daten zu den 380-kV-Freileitungstypen	10
Tabelle 2.5: Leistungsschalter in der 380-kV-Übertragungsnetzebene	13
Tabelle 2.6: Schaltanlagentypen in der 380-kV-Ebene	20
Tabelle 2.7: Aufstellung Kosten der Betriebsmittel in der 380-kV-Ebene [28] [29]	21
Tabelle 2.8: Freileitungsdaten der 220-kV-Übertragungsnetzebene	22
Tabelle 2.9: Die Kraftwerksarten im Netzmodell [32] [34] [35] [36] [37]	25
Tabelle 2.10: Die Kuppelstellen des Übertragungsnetzmodells [38]	26
Tabelle 3.1: Jahresvolllaststunden der Kraftwerke nach Energieträger [43]	31
Tabelle 4.1: VDN-Störungsstatistik für das 380-kV-Höchstspannungsnetz [25]	37
Tabelle 4.2: Einteilung der Altersklassen	38
Tabelle 4.3: Funktionswerte der altersabhängigen Ausfallraten $\lambda(AK)$ der Betriebsmittel	39
Tabelle 4.4: Die Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung	44
Tabelle 4.5: Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen für die Risikobestimmung	46
Tabelle 4.6: Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung im Spitzenlast-Szenario	48
Tabelle 4.7: Vergleich der Ausfallhäufigkeiten H	51
Tabelle 4.8: Summierte Defizitenergien W der 380-kV-Schaltanlagen	54
Tabelle 6.1: Risikotreiber des Übertragungsnetzes	75
Tabelle 6.2: Standardabweichung σ_{AK} der Betriebsmitteltypen für eine Irrtumswahrscheinlichkeit von $\alpha=0,05$ und einen Streubereich von $m = 20 \%$	77

Tabelle 6.3: Sensitivitätsanalyse der VaR-Methode in Abhängigkeit der Simulationsdurchläufe	85
Tabelle 7.1: Ausfallrisiken der Sammelschienen	95
Tabelle 7.2: Ausfallrisiken der Freileitungen	96
Tabelle 7.3: Ausfallrisiken der Abgangstrennschalter	97
Tabelle 7.4: VaR der Leistungsschalter mit Positionsgruppierung	98
Tabelle 7.5: Risiken der Leistungstransformatoren	99
Tabelle 7.6: Kennwerte der unterschiedlichen Wartungsintensitäten	103
Tabelle 7.7: Risikoorientierte Instandhaltung beim Entscheidungskriterium individuelles Betriebsmittel	108
Tabelle 7.8: Risikoorientierte Instandhaltung mit der Zielgröße Schaltanlage [29]	110
Tabelle 7.9: Aufteilung der Wartungskosten bei „ROBB“ und „Status Quo“	112
Tabelle 7.10: Vergleich der Übertragungsnetzrisiken	113
Tabelle 8.1: Vergleich der Risikowerte der Wartungsstrategien	121
Tabelle A 1: Kennwerte der Freileitungen bezogen auf U_m [40]	XXII
Tabelle A 2: Kennwerte der Leistungstransformatoren im Netzmodell	XXII
Tabelle A 3: Schaltanlagen – Kennwerte Multilast & VDN - Ausfallraten	XXIV
Tabelle A 4: Schaltanlagen – Kennwerte Multilast & altersabhängige Ausfallraten	XXV
Tabelle A 5: Wartungsmaßnahmen und -intervalle - Aktivteil des Transformators, Öl und Ausdehnungsgefäß nach der Strategie „Status Quo“	XXVI
Tabelle A 6: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Kühlsystem des Transformators nach der Strategie „Status Quo“	XXVII
Tabelle A 7: Wartungsmaßnahmen & -intervalle – Stufenschalter „Status Quo“	XXVII
Tabelle A 8: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – weitere Komponenten des Transformators nach der Strategie „Status Quo“	XXVIII

Tabelle A 9: Wartungsmaßnahmen & -intervalle - Aktivteil des Transformators, Öl und Ausdehnungsgefäß „Reduced“	XXIX
Tabelle A 10: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Kühlsystem des Transformators nach der Strategie „Reduced“	XXX
Tabelle A 11: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Stufenschalter des Transformators nach der Strategie „Reduced“	XXX
Tabelle A 12: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – weitere Komponenten des Transformators nach der Strategie „Reduced“	XXXI
Tabelle A 13: Wartungsmaßnahmen und -intervalle - Aktivteil des Transformators, Öl und Ausdehnungsgefäß nach der Strategie „Intensive“	XXXI
Tabelle A 14: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Kühlsystem des Transformators nach der Strategie „Intensive“	XXXIII
Tabelle A 15: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Stufenschalter des Transformators nach der Strategie „Intensive“	XXXIII
Tabelle A 16: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – weitere Komponenten des Transformators nach der Strategie „Intensive“	XXXIV

Eidesstattliche Erklärung laut §9 PromO

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Dissertation allein und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur verfasst habe. Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Darmstadt, den 04.11.2015

Marco Fleckenstein

Kurzfassung

Seit der Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung und der Einführung des Gesetzes für den Vorrang von erneuerbaren Energien hat sich das Umfeld des Übertragungsnetzbetreibers völlig verändert. In dieser neuen Situation müssen die Investitions- und Betriebskosten vollständig aus den Erlösen aus den gesetzlich limitierten Netzentgelten bestritten werden. Viele Übertragungsnetzbetreiber sehen das größte Potential an Kostenreduzierung in neuen Instandhaltungsstrategien. Der Status Quo in den letzten Jahrzehnten sah bei der Bewirtschaftung der Betriebsmittel eine zeitorientierte Abarbeitung vor. Die Idee ist der Wechsel zu einer risikoorientierten Instandhaltung.

Für die Berechnungen in dieser Arbeit wurde ein Übertragungsnetzmodell erstellt, welches die drei höchsten Spannungsebenen beinhaltet. Als Pate wurde das Kernstück eines der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland ausgewählt. Dieser Netzausschnitt beinhaltet sowohl ländliche als auch urban ausgeprägte Strukturen des Übertragungsnetzes. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem 380-kV-Übertragungsnetz. Alle Strategien, die in dieser Arbeit vorgestellt werden, beziehen sich auf die Betriebsmittel in dieser Spannungsebene.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass für die Bestimmung von risikoorientierten Maßnahmen im Übertragungsnetz eine Vielzahl von Daten benötigt wird, um das Ziel einer effizienteren Bewirtschaftung des Übertragungsnetzes zu erreichen. Um die Bedeutung des einzelnen Betriebsmittels festzustellen, sind z.B. sowohl dessen Alter, der detaillierte Aufbau der Schaltanlagen als auch eine Vielzahl an Last- und Auslastungszuständen des Übertragungsnetzes notwendig. Andernfalls ist keine entsprechende Risikoidentifikation möglich bzw. in einigen Fällen ist eine konträre Aussage zur Bedeutung der einzelnen Betriebsmittel die Folge. Die darauf aufbauenden Strategien könnten dann sogar höhere Betriebskosten verursachen. Basierend auf der Value-at-Risk Methode wird eine Möglichkeit der Risikoidentifikation für Betriebsmittel, Betriebsmittelgruppen und frei wählbaren Clusterungen vorgestellt, die es ermöglicht, eine Vielzahl an Daten zu einer Risikokennzahl zu bündeln. Für die Bestimmung der benötigten Kombinationen der unterschiedlichen Lastsituationen, altersabhängigen Zuverlässigkeitskenndaten und der normalverteilten Reparaturkosten der Betriebsmittel wird eine Monte Carlo Simulation verwendet.

Mit Hilfe des erstellten Übertragungsnetzmodells wird gezeigt, welche Möglichkeiten an Risiko-, Betriebs- und Investitionskostenoptimierungen mit der entwickelten VaR-Methode möglich sind. Mit Veränderungen in der Instandhaltungsintensität in Bezug

auf den Risikowert des Betriebsmittels können die Betriebskosten gesenkt und gleichzeitig die Gesamtrisikokosten konstant gehalten werden. In den Betriebsgruppen Leistungsschalter und Leistungstransformator liegt ein großes Optimierungspotential. Diese beiden Gruppen sind sehr kapitalintensiv und haben eine übergeordnete Bedeutung. Des Weiteren wird gezeigt, dass auch andere Cluster, wie z.B. die Felder in Schaltanlagen oder komplette Schaltanlagen, sinnvoll bei der Erstellung von Instandhaltungsstrategien sind.

Die Ergebnisse dieser Arbeit verdeutlichen, dass die Umstellung von zeit- zu risikoorientierten Maßnahmen für Betriebsmittel in der elektrischen Übertragungsnetzebene ein enormes Potential an Kostenreduzierung bzw. Effizienzsteigerungen von Investitionen ermöglicht. Vor dessen Einführung steht allerdings ein hoher Aufwand für die Datensammlung.

Abstract

Since the liberalization of the electric power supply and the introduction of the act on granting priority of renewable energy, the environment of the Transmission System Operators (TSO) in Germany has completely changed. In this new situation the capital and operating costs entirely paid from the proceeds of the limited network charges. To achieve the goal of positive revenue many TSOs see the greatest potential to reduce costs in new maintenance strategies. The status quo in last decades was the management of assets with a time-based execution. The promising idea of many TSOs is a change to a risk-based maintenance.

For the calculations in this work a transmission network model was created, which includes the three highest voltage levels. As representative it is used the centerpiece of one of the four transmission system operators in Germany. This network includes both rural and urban distinct structures. The main focus is on the 380 kV transmission network. All strategies, which are presented in this work, refer to the operating assets in this voltage level.

The present work shows that for the determination of risk-oriented measurements in the transmission system a variety of data are required. To determine the importance of each asset, for example, its age, the detailed structure of the substations and representative load conditions of the transmission network are required. Otherwise, no adequate risk identification of each asset is possible to develop such kind of strategies. Based on the Value at Risk method risk identification of assets, asset groups or individual cluster are presented, which allow combining a variety of data for a risk indicator. For the determination of the required combinations of the different load situations, age-dependent reliability and characteristics of the normal distributed repair costs of the equipment, a Monte Carlo simulation is used.

With the help of the created transmission system model it is shown that there are high possibilities of risk, operational and capital cost optimization with the developed VaR method. Furthermore, two asset groups, circuit breaker and power transformer, are detected with great potential for optimization. These two types of assets are very capital intensive and have an overriding importance. Furthermore, it is shown that also other clustering such as the fields are useful in the preparation of maintenance - management in outgoing feeders or complete substations.

The results of this work show that the conversion from time to risk-based measures for assets in the transmission network level allows an enormous potential to reduce costs

and increases efficiency of investments in the network. Before its introduction there is a high burden. Only with an enormous data collection a positive result is achievable.

1 Einleitung

Die Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung im Jahr 1998 und die Einführung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) im Jahr 2000 hatten und haben große Auswirkungen auf die elektrische Energieversorgung in Deutschland ausgeübt. Aufgrund der Endlichkeit fossiler Brennstoffe sowie unter ökologischen und ethischen Gesichtspunkten muss die Abhängigkeit von konventionellen Energien überwunden werden. Mit Hilfe des EEG konnte der Anteil der regenerativen Energien an der elektrischen Energieversorgung deutlich gesteigert werden.

Der effiziente Bezug von regenerativen Energien erschließt sich zumeist an Orten, wie z.B. Offshore-Windparks oder Onshore-Windkraftanlagen in Schleswig Holstein, die als verbraucherfern zu beschreiben sind. Deren Energie muss über weite Strecken im Übertragungsnetz zu den Verbraucherzentren übertragen werden. Durch die Übernahme dieser großen Transportaufgaben wird das deutsche Höchstspannungsnetz zunehmend stärker ausgelastet. Zudem führt diese fluktuierende und verbraucherferne Energieerzeugung aus regenerativen Energien zu erheblichen Lastflussänderungen in allen Spannungsebenen. Netzausbaumaßnahmen werden nötig und sind auf der Agenda der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), doch die Planung, die Verzögerungen durch Klagewellen der Bürgerinitiativen und Errichtung der zusätzlich benötigten Anlagen werden noch einige Jahre in Anspruch nehmen [1].

Für Investitionen in die Stromnetze müssen die Erlöse aus den Netzentgelten der Netzbetreiber auf dem deutschen Strommarkt verwendet werden, welche gegenüber den Netznutzern erhoben werden. Im Zuge der Strommarkliberalisierung wurde die Festsetzung dieser Netznutzungsentgelte erstmals gesetzlich geregelt. Demnach unterliegen die Netznutzungsentgelte einer Genehmigung sowie durch die im Jahr 2009 angeordnete Anreizregulierung dem fortlaufenden Vergleich mit strukturell ähnlichen Netzbetreibern. Diese gesetzlichen Regelungen üben unmittelbar Druck auf die Netzkosten aus und limitieren die Einnahmen aus dem Netzgeschäft [2].

Um Gewinne erzielen zu können, sind die Netzbetreiber darauf angewiesen, neue effizientere Strategien für den Erhalt bzw. die Erneuerung der Netze zu entwickeln. Da diese notgedrungen zu einer Reduktion der Instandsetzungs- und Austauschmaßnahmen an einigen Betriebsmitteln führt, muss zudem auch eine Abschätzung der relevanten Risiken getroffen werden, um den Erhalt der Versorgungsqualität zu gewährleisten, welche im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert ist [3]. In diesem Zusammen-

hang gilt es, die Relevanz der einzelnen Komponenten für die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes zu ermitteln und sinnvolle Kriterien für deren Wartung und Erneuerung zu finden.

1.1 Zielsetzung und die Arbeitsschritte

Das Hauptziel dieser Arbeit ist die Erstellung eines Risikobewertungssystems, das eine Vergleichbarkeit der Betriebsmittel innerhalb als auch außerhalb der Betriebsmittelgruppe zulässt. Als theoretische Grundlage soll dabei die aus der Finanzwelt bekannte Value-at-Risk-Methode (VaR) verwendet werden. Aus einer vorangegangenen Arbeit am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Darmstadt hat sich die Verwendung dieser Grundlage bei der Bewertung von Risiken innerhalb von Verteilnetzen bewährt [4]. In dieser Arbeit soll die Risikobewertung für Übertragungsnetze implementiert werden. Es soll aufgezeigt werden, dass für diese Form vom elektrischen Energieversorgungsnetz andere Anforderungen für die Risikobestimmung nötig sind, um qualitative Aussagen treffen zu können.

Als Eingangsgrößen sollen nicht die statistischen Mittelwerte, sondern die gesamte statistische Verteilung, wie z. B. Normalverteilung oder Logarithmische Normalverteilung, der verschiedenen Risikofaktoren, zu den beispielhaft die Betriebsmittelausfalldauer und die möglichen Ausfallkosten zählen, verwendet werden. Mit den hier speziellen Fragestellungen der nicht eingespeisten Energie von Kraftwerken und der Ausfallwahrscheinlichkeit von wichtigen Übertragungsleitungen (Congestion Management) sollen Anwendungen wie z.B. risikoorientierte Instandhaltungsstrategien und Betriebsmittelaustauschstrategien mit der größten Effektivität erstellt werden.

Um das Ziel der Arbeit zu erreichen, wurden Arbeitspakete gebildet, die in Anlehnung an das DFG-Förderprogramm stehen, welches die Erstellung dieser Arbeit unterstützt hat. Die Arbeit umfasste folgende Arbeitspakete:

- Auswahl eines geeigneten Übertragungsnetzes
- Aufbau des Netzmodells
- Ermittlung der spezifischen Kenndaten der Betriebsmittel
- Lastflussgenerierung mit dem Netzmodell
- Zuverlässigkeitsanalysen mit dem erstellten Netzmodell
- Implementierung der Value-at-Risk-Methode
- Entwicklung von Anwendungsmöglichkeiten des VaR

Für die Untersuchung wird ein großer Ausschnitt des 380-kV-Übertragungsnetzes eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers ausgewählt, um daraus ein Netzmodell zu generieren. Dieser Teilbereich des Netzes umfasst sowohl ländliche als auch urbane Netzstrukturen. Um validierbare Lastflüsse innerhalb dieser Ebene nachzubilden, werden die 220-kV-Übertragungsebene und die Einspeisung in die 110-kV-Netzgruppen ebenfalls berücksichtigt. Alle Daten für das Netzmodell sind durch Recherche aus öffentlich zugänglichen Quellen entnommen. Um die Gültigkeit des Netzmodells zu belegen, wurde es mit öffentlich zugänglichen Lastflussszenarien validiert.

Parallel dazu wurden die spezifischen Kenndaten der Betriebsmittel für Zuverlässigkeitsanalysen gesammelt. Es wurden die Statistiken des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) ausgewertet, die bis 1998 erstellt wurden. Bis zu diesem Jahr wurde eine betriebsmittelspezifische Analyse der Störungen veröffentlicht. In weiteren Quellen sind die altersbedingte Verfügbarkeit der Betriebsmittel und verschiedene Möglichkeiten der Betriebsmittelertüchtigung ermittelt worden.

Nach Abschluss der Validierung des Netzmodells werden Zuverlässigkeitsanalysen mit dem Netzmodell durchgeführt. Es wird die Notwendigkeit einer genaueren Risikobestimmung begründet, dass sowohl unterschiedliche Lastflussszenarien als auch altersbedingte Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel benötigt werden, um die Wichtigkeit der einzelnen Betriebsmittel und das Gesamtrisiko des Übertragungsnetzes korrekt bestimmen zu können.

Es folgt die Ermittlung der Methodik der Risikobestimmung, welche die unterschiedlichen Risikofaktoren berücksichtigt und Netzwerkausbaumaßnahmen mit geringem Aufwand berücksichtigen kann. Die Value-at-Risk-Methode unter Verwendung einer Monte Carlo Simulation wird implementiert, um das Betriebsmittel- und Gesamtnetzrisiko zu bestimmen. Darauf aufbauend werden unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten dieser Risikobestimmung entwickelt. Hierbei sind die risikoorientierten Instandhaltungsstrategien im Fokus, welche auf unterschiedlichen Entscheidungskriterien basieren. Zusätzlich werden weitere Anwendungen, wie z.B. die Risikoermittlung von Netzdurchleitungen, entwickelt.

1.2 Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit besteht, neben der Einleitung und dem Fazit, aus sechs Hauptkapiteln. Nach der Einleitung werden im zweiten Kapitel: „*Aufbau des erstellten Netzmodells*“ die grundlegende Struktur und Details des im Rahmen dieser Arbeit erstellten Übertragungsnetzmodells vorgestellt. Anhand dessen wird die Umsetzung der Betriebsmittelri-

sikobestimmung durchgeführt. Es werden die drei Spannungsebenen vorgestellt, welche im Netzmodell vorhanden sind. Die Schaltanlagenkonfigurationen, Aufbau der Kraftwerkseinspeisung und Bestimmung der vertikalen Netzlasten der einzelnen 110-kV-Netzgruppen sind nur einige Details, die den Umfang dieses Modells darstellen.

In den beiden Grundlagenkapiteln „*Lastflussberechnungen im Übertragungsnetz*“ und „*Zuverlässigkeitsanalysen im Übertragungsnetz*“ werden die beiden elementaren stationären Berechnungsmethoden vorgestellt, die im Rahmen dieser Arbeit genutzt werden, um die Auswirkungen des einzelnen Betriebsmittelausfalls festzustellen.

Die Grundlagen des „*Asset Management im Übertragungsnetz*“ werden im fünften Kapitel dargestellt. Die unterschiedlichen Arten von Instandhaltungsstrategien und die Eingliederung der Aufgaben des Asset Managers im Kontext des gesamten Unternehmens werden dargestellt. Des Weiteren werden die Notwendigkeit und der Aufbau eines Risikomanagements erläutert.

Im Kapitel „*Anwendung des Value-at-Risk für das Übertragungsnetz*“ wird eine allgemeine Definition dieser Methode aus der Finanzwelt gegeben und es wird dessen Umsetzung für das Übertragungsnetz vorgestellt. Es wird aufgezeigt, wie diese Menge an Eingangsgrößen auf eine einzelne Kennzahl pro Betriebsmittel bzw. auf unterschiedliche Gruppierungsgrößen, wie z.B. das Gesamtnetzrisiko, erstellt werden können.

Im siebten Kapitel „*Anwendungsmöglichkeiten des VaR im Asset Management*“ werden einige Beispiele gezeigt, wie die erstellte Methode hilft, Entscheidungen für z.B. die Instandhaltung, altersbezogenen Austausch von Betriebsmitteln wie auch für die Auftragsannahme bzw. Preisbestimmung von Netzdurchleitungsanfragen zu treffen.

Im letzten Kapitel „*Fazit*“ werden die Anwendung der erstellten Methode, deren weiteres Entwicklungspotential und deren Grenzen dargestellt.

2 Aufbau des erstellten Netzmodells

Das elektrische Energieversorgungsnetz in Deutschland nutzt für eine effiziente Übertragung und Verteilung mehrere Spannungsebenen. Diese sind mit ihren üblichen Nenn- und höchste Spannung für Betriebsmittel in Tabelle 2.1 zusammengefasst. Industrienetz- und weitere Sonderspannungen werden hier nicht weiter beachtet. Die Netznominalspannung eines Netzes U_n oder die höchste Spannung für Betriebsmittel U_m werden in der Literatur zur Definition von Betriebsmitteln und Spannungsebenen verwendet. Im weiteren Verlauf des Textes wird zur Identifizierung der Spannungsebene die Netznominalspannung und für die Beschreibung der Betriebsmittel die Bemessungsspannung verwendet.

Die Übertragungsnetzebene, welche ausschließlich in der Spannungsebene der Höchstspannung liegt, nutzt die Spannungen von 380 kV und 220 kV in Deutschland für die Aufgaben des Transports und die Aufnahme von hohen Leistungen und großen Energiemengen von Großkraftwerken. Zudem hat dieser Netzbereich Kuppelstellen zu benachbarten Übertragungsnetzbetreibern. Die Hochspannungsebene mit 110 kV und die Mittelspannungsebene mit zumeist 10 kV oder 20 kV Netznennspannung fungieren als Verteilnetz- und Versorgungsebene von Großkunden. Die Niederspannungsebene mit 0,4 kV wird für die Belieferung des Endverbrauchers verwendet.

Tabelle 2.1: Normierte Spannungsebenen in Deutschland [5]

Spannungsebene	U_n in kV	U_m in kV	Einteilung
Höchstspannung	380	420	Übertragungsnetzebene
	220	245	
Hochspannung	110	123	Verteilnetzebene
Mittelspannung	20	24	
	10	12	
Niederspannung	0,4	0,44	Verbrauchsebene

Das im Rahmen dieser Arbeit erstellte Übertragungsnetzmodell setzt sich aus den drei höchsten Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV zusammen und ist mit der kommerziellen Netzsimulationssoftware NEPLAN erstellt. Mit der blauen Box in Abbildung 2.1 ist der schematische Ausschnitt des Netzmodells aus der hierarchischen Struktur der elektrischen Energieversorgung in Deutschland dargestellt. Das Modell endet in der vertikalen Ausdehnung mit der Einspeisung in die 110-kV-Netzgruppen. Den horizontalen Abschluss des Netzmodells bilden die Kuppelstellen zu den anderen

ÜNBs. Davon befinden sich zehn in der 380-kV- und vier in der 220-kV-Übertragungsnetzebene.

Die Analysen und Untersuchungen konzentrieren sich auf die höchste Übertragungsnetzebene mit der Netznennspannung von 380 kV. Die beiden unterlagerten Spannungsebenen werden benötigt, um reale Betriebszustände in der höchsten Spannungsebene zu erhalten. Der Aufbau des Modells verfügt über mehrere Ebenen. Die Hauptplanebene beinhaltet das 380-kV-Übertragungsnetz, das ausschließlich über Freileitungen verfügt. In der zweiten Ebene befindet sich das 220-kV-Sub-Übertragungsnetz. Die dritte Ebene umfasst 53 unterordnete Detailpläne, welche die Kraftwerke mit Netzanbindung, betriebsmittelgenaue Schaltanlagen der 380-kV-Ebene und die vertikale Netzeinspeisung der 110-kV-Netzgruppen beinhalten.

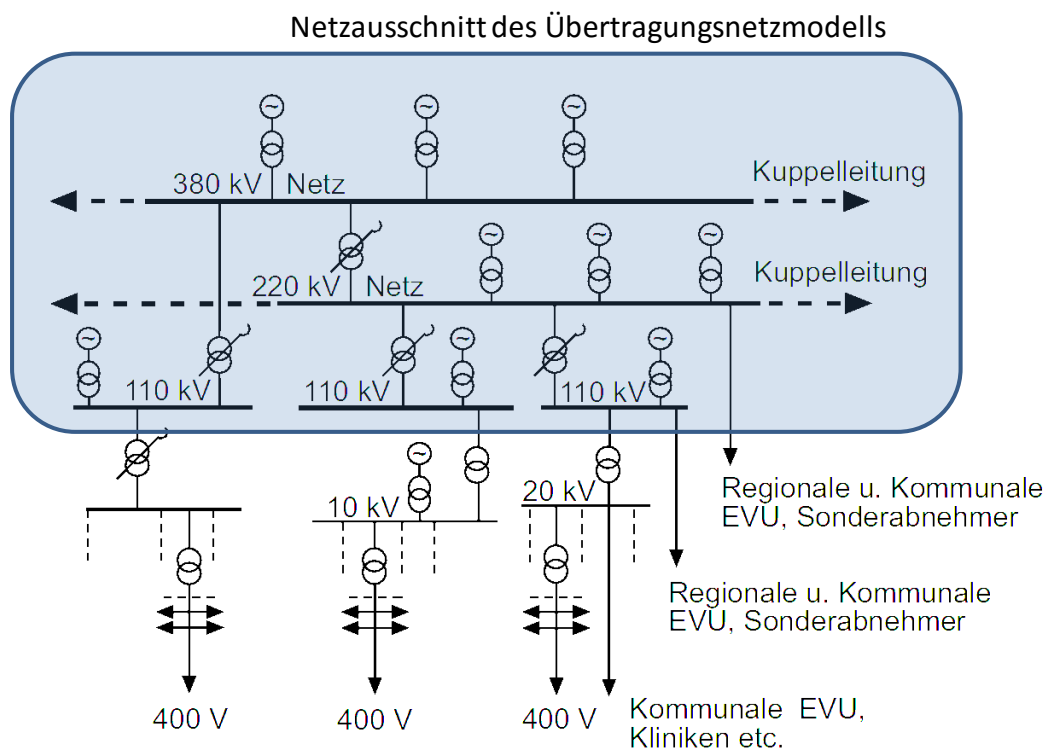


Abbildung 2.1: Hierarchische Struktur der elektrischen Energieversorgung in Deutschland [6]

2.1 Datenerhebung zur Netzmodellierung

Die Daten des erstellten Netzmodells sind aus öffentlich zugänglichen Quellen recherchiert. Die Datenerhebung und Einarbeitung in die Netzsimulationssoftware haben ei-

nen hohen Detailgrad. Die Daten des Übertragungsnetzausschnitts, das Vorbild für das Netzmodell ist, wurde beispielhaft den folgenden Quellen entnommen:

- Die Verläufe und Längen von Freileitungstrassen sind aus dem Kartenmaterial von [openstreetmaps.com](https://www.openstreetmaps.com) entnommen,
- Aufbau der Schaltanlagen und dessen Betriebsmittel sind mit Satellitenaufnahmen von Google Earth ermittelt,
- Eigenschaften von Kraftwerksblöcken aus der Datenbank des Umweltbundesamtes oder von den offiziellen Darstellungen der Kraftwerksbetreiber,
- Schematischer Gesamtnetzplan des deutschen Übertragungsnetzes.

Der Aufbau und die Einzelheiten zu den drei modellierten Spannungsebenen, der Kraftwerke mit deren Netzanschluss in der 380-kV- und 220-kV-Spannungsebene wie auch die Kuppelstellen des Netzmodells werden in den folgenden Unterkapiteln detailliert beschrieben.

2.2 380-kV-Übertragungsnetzebene

Das Kernstück des Übertragungsnetzmodells ist das 380-kV-Höchstspannungsverbundnetz. Diese Spannungsebene ist mit sehr hohem Detailierungsgrad modelliert und berücksichtigt z. B. Betriebsmittelalter und Schalterstellungen abhängig von der Netzlastsituation. In Tabelle 2.2 sind dessen Betriebsmittel in der Hauptstrombahn, welche im Netzmodell berücksichtigt sind, mit der Anzahl und der verwendeten Akronyme im Fortgang dieser Arbeit zusammengefasst.

Tabelle 2.2: Betriebsmittel der 380-kV-Übertragungsnetzebene

Betriebsmittel	Anzahl	Akronym
Drehtrennschalter	323	CBDIS
Freileitung	4632 km	OHL
Generatoren	30	GEN
Leistungsschalter	337	CB
Leistungstransformator	103	PTR
Sammelschiene	124	BB
Scherentrennschalter	952	PDIS

Die Betriebsmittel in dieser Spannungsebene sind mit Zuverlässigkeitskenndaten versehen. Eine ausführliche Beschreibung zu den ermittelten altersabhängigen und den durchschnittlichen Verfügbarkeitskenndaten sind im Kapitel 4 zu finden. In den folgen-

den Unterabschnitten werden die Details zu den Betriebsmitteln, Aufbau der Schaltanlagen und der Kraftwerke in dieser Spannungsebene beschrieben.

2.2.1 Betriebsmittel der 380-kV-Ebene

Zu den Betriebsmitteln in der höchsten Spannungsebene dieses Netzmodells sind zusätzliche Eigenschaften bzw. Ausprägungen mit in den Datensatz aufgenommen, die bei weiteren Auswertungen bzw. Analysen verwendet werden können, um zusätzliche Gruppierungen und Vereinfachungen zu ermöglichen. In Tabelle 2.3 sind diese zusätzlichen Unterscheidungsmerkmale der Hauptbetriebsmittelgruppen zusammengefasst.

Tabelle 2.3: Unterscheidungsmerkmale innerhalb der Betriebsmittelgruppen

Freileitungen	Leistungsschalter	Drehtrennschalter	Leistungstransformator
<ul style="list-style-type: none">• Doppelleitung• Dreibein• Einfachleitung• Einschleifung• Stichleitung	<ul style="list-style-type: none">• Abgangsfeld• Kuppelfeld• Transformatorfeld	<ul style="list-style-type: none">• Abgangsfeld• Transformatorfeld	<ul style="list-style-type: none">• Spartransformator (380 kV/220 kV)• Volltransformator (380 kV/110 kV)

Standardmäßig werden zudem zu jedem Betriebsmittel die spezifischen Daten wie z.B. das Alter, der Installationsort und der Hersteller zu seiner technischen Auslegung in einer Datenbank gespeichert und können bei Auswertungen berücksichtigt werden. Die Erhebung dieser Daten erfolgt aus mehreren Quellen. So sind z.B. die Alter der Betriebsmittel aus verfügbaren Datensätzen im Internet, mit individuell zugeordnetem Datensatz zu den Betriebsmitteln, wie auch auf Altersverteilungen aus den Verfügbarkeitsstatistiken des FNN ermittelt. In einigen Fällen wurde das Alter der Betriebsmittel mit Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheit, Schalter kann nicht älter als Schaltanlage sein, den jeweiligen Anlagen zugeordnet [7].

Freileitungen

Das Netzmodell verfügt ausschließlich über Freileitungen und somit keine Erdkabel als Übertragungsmedien. Bei der Nachbildung des vermaschten Freileitungsnetzes sind alle Verbindungen explizit modelliert, d.h., bei Doppelleitungen ist jeder Stromkreis einzeln mit den dazugehörigen Reaktanz- und Resistanzbelägen nachgebildet, welche für alle Freileitungsarten im Anhang in Tabelle A 1 zusammengefasst sind. Im Kapitel 7 wird diese Einteilung für die Erstellung von Instandhaltungsstrategien verwendet. So ist

es z.B. bei der Wartung eines Dreibeins nötig, alle drei Abgänge dieser Freileitung abzuschalten und somit auch sinnvoll gleichzeitig zu bearbeiten. Der zusätzliche Anschluss dieses Dreibeins muss als ein Teil dieses einen Stromkreises angesehen werden.

Das vermaschte Freileitungsnetz beinhaltet alle typischen Netzformen. So sind sowohl ländliche Netzbereiche mit großen Stromkreislängen und geringen vertikalen Netzlasten als auch urbane Netzgebiete mit kurzen Stromkreislängen und hohen vertikalen Netzlasten vorhanden. In Abbildung 2.2 sind die verschiedenen Freileitungsarten, welche im Netzmodell vorhanden sind, dargestellt. Eine Stichleitung (1) ist der einzige Anschluss einer Schaltanlage innerhalb einer Spannungsebene. Die Doppelleitung (2) verbindet zwei Schaltanlagen, VI und V, direkt mit zwei parallelen Stromkreisen. Beim Anschluss von zwei Schaltanlagen, mit einer Einschleifung einer weiteren Schaltanlage, werden eine parallele Verbindung (4) und die Einschleifung (3) verwendet. Falls die einschleifende Freileitung nicht unterbrochen ist, sondern eine zusätzliche aufgepresste Freileitung die weitere Schaltanlage verbindet, wird dieser Freileitungstyp Dreibein genannt (5).

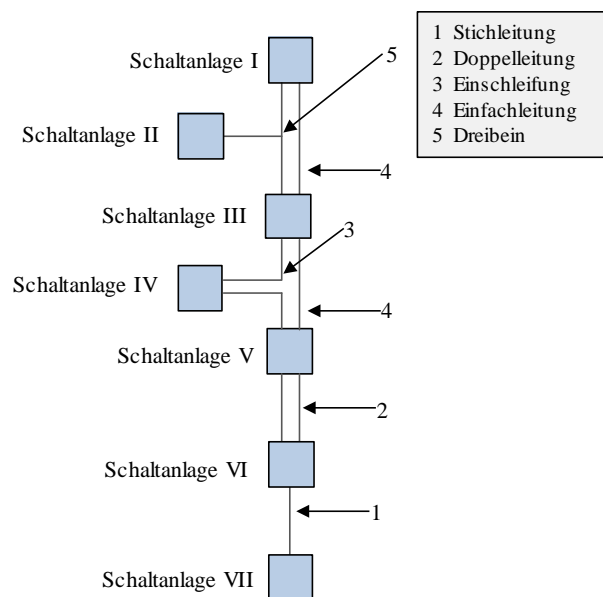


Abbildung 2.2: Freileitungstypen in der 380-kV-Übertragungsnetzebene [8]

In Tabelle 2.4 sind die technischen Eckdaten zu den verschiedenen Freileitungstypen zu finden. Die Doppelleitung bzw. die Einschleifung mit ihrer parallelen Einfachleitung sind dabei die gängigen Trassenarten, welche im Übertragungsnetzmodell vorhanden sind. Die Stichleitung bzw. das Dreibein sind dagegen selten und fast ausschließlich in ländlichen Gegenden mit unterdurchschnittlicher vertikaler Netzlast vorzufinden. Der

Freileitungstyp Kraftwerkseinspeisung beschreibt die Anschlussleitungen von den Kraftwerksblöcken zu den aufnehmenden Schaltanlagen. Diese werden in den Verfügbarkeits- und Zuverlässigkeitsberechnungen nicht mit Ausfallraten berücksichtigt, da diese in der Obhut des Kraftwerkbetreibers liegen.

Tabelle 2.4: Daten zu den 380-kV-Freileitungstypen

Freileitungstyp	Anzahl Stromkreise	Stromkreislänge / km
Doppelleitung	24	1174
Dreibein	12	817
Einschleifung	36	1182
Stichleitung	4	74
Einfachleitung	24	1205
Kraftwerkseinspeisung	19	179

Leistungsschalter

Der Leistungsschalter (CB) ist ein wichtiger Bestandteil des Übertragungsnetzes. Neben dem Ausschalten von Betriebsströmen ist dessen wichtigste Aufgabe das Abschalten von Fehlerströmen, wie z.B. dem Kurzschlussstrom, und die Kurzunterbrechung (KU).

Die Leistungsschalter können vom technischen Aspekt betrachtet anhand ihres Isoliermediums unterschieden werden:

- Öl-Leistungsschalter bzw. ölarme Leistungsschalter
- Vakuum-Leistungsschalter
- Druckluft-Leistungsschalter
- SF₆-Leistungsschalter

Die *Öl-Leistungsschalter* bzw. ölarme Leistungsschalter verwenden wegen der hohen Spannungsfestigkeit Öl als Isolations- und Löschmedium. Bis ca. 1930 wurde dieser Leistungsschalterttyp hauptsächlich in Kesselbauweise eingesetzt [9]. Bei der Löschung des Lichtbogens wandelt sich das Öl in ein zum Großteil aus Wasserstoff bestehendes Gas um. In dieser Umgebung ist es deutlich einfacher, den Lichtbogen zu löschen. Das Gas entweicht anschließend über Ventile, da es nicht weiter verwendet werden kann. Durch die große Menge an Öl kann ein Leck bzw. eine Explosion des Schalters zu schweren Umweltverschmutzungen führen. Die Kesselbauweise hat heute kaum noch Bedeutung. Eine Weiterentwicklung des Öl-Leistungsschalters ist der ölarme Leistungsschalter. Dieser verwendet das Öl ausschließlich zur Lichtbogenlöschung. Da

diese nur im Bereich von 33-132 kV eingesetzt werden, sind diese nur der Vollständigkeit halber angegeben [10].

Aufgrund der vollkommenen Abgeschlossenheit des *Vakuum-Leistungsschalters* haben sie den Vorteil der Unabhängigkeit von der Umgebung. Es entstehen keine Abfallprodukte bei der Lichtbogenlöschung, und der Leistungsschalter benötigt keine Wartung. Da kein brennbares Isoliermedium verwendet wird, sind die Schalter auch in feuergefährdeten Umgebungen nutzbar. Die sehr hohe Spannungsfestigkeit des Vakuums erlaubt eine kompakte Bauart der Schalter. Der geringere Kontaktabstand bedeutet zusätzlich, dass nur ein kleiner Arbeitsaufwand nötig ist, um den Kontakt zu öffnen bzw. zu schließen. Im Gegensatz zum Druckluftschalter ist diese Bauart sehr leise. Der größte Nachteil besteht in den hohen Produktionskosten für Vakuum-Leistungsschalter in der Höchstspannungsebene, wodurch SF₆-Leistungsschalter aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoller sind [11]. Die geringeren Instandhaltungskosten für Vakuum-Leistungsschalter können diesen Unterschied nur teilweise auffangen. Vakuum-Leistungsschalter werden hauptsächlich in der Mittelspannungsebene eingesetzt [9].

Der *Druckluft-Leistungsschalter* verwendet zuvor komprimierte Luft, um den Lichtbogen auszublasen. Dadurch entsteht ein Schalter, der ein sehr günstiges Medium verwendet, welches überall und unbegrenzt zur Verfügung steht. Zusätzlich ist die Charakteristik von Luft unabhängig von der Umgebungstemperatur. Luft ist nicht brennbar, und dieser Schaltertyp kann daher auch in feuergefährdeten Umgebungen verwendet werden. Nachteilig sind die relativ hohen Kosten für den benötigten Kompressor und das Trocknungssystem, um die Luftfeuchtigkeit zu entfernen. Gleichzeitig stellt der Kompressor immer nur einen bestimmten Druck her, der unabhängig vom Strom ist, der ausgeschaltet werden muss. Dadurch kann es zum Abreißen des Stroms kommen. Dies führt zu einer hohen wiederkehrenden Spannung. Jeder Schaltvorgang bedeutet zudem eine große Lärmbelästigung für die Umgebung, da der Schaltvorgang sehr laut ist. Aufgrund des hohen Drucks müssen die Komponenten sehr massiv ausgeführt werden, was zu einem hohen Materialaufwand und so zu erhöhten Kosten führt [12]. Diese Art des Schalters wird allerdings in Deutschland nicht mehr verwendet.

Besondere Bedeutung für die Höchstspannungsebene haben die SF₆-*Leistungsschalter*, der aktuell am häufigsten verwendet wird [10]. Auf Grund der hohen dielektrischen Festigkeit von Schwefelhexafluorid (SF₆) sowie der guten thermischen Eigenschaften, ist es besonders gut für den Einsatz als Isolations- und Löschmedium geeignet. Dieses Gas ist farblos, geruchlos, ungiftig und nicht entzündlich. Ein Problem beim Einsatz von SF₆ ist, dass bei der Lichtbogenbildung giftige Gase entstehen. Diese rekombinieren jedoch nach der Lichtbogenlöschung wieder zu SF₆. Des Weiteren darf

dieses Gas nicht an die Umwelt abgegeben werden, da es einen 22.000 – 24.000-mal höheren Einfluss auf den Treibhauseffekt hat als CO_2 [13]. Der prinzipielle Aufbau eines SF_6 -Leistungsschalters ist in Abbildung 2.3 dargestellt. Zu erkennen sind hier zunächst die Schaltkammern (1), deren Anzahl von der Spannungsebene abhängig ist. In der Regel werden bis zu einer Spannung von 550 kV zwei Kammern verwendet. Es sind aber auch Schalter mit einer einzigen Kammer bis 420 kV verfügbar. Oberhalb dieser Spannung werden zumeist vier Kammern verwendet [14]. Die isolierte Zugstange (2) überträgt die vom Antrieb (3) angeregte Bewegung zu den Schaltkammern, um die Kontakte zu öffnen. In der Regel wird hier ein Federspeicherantrieb als Motor verwendet. Um die Spannungsaufteilung über der Schaltstrecke zu verbessern, werden parallel Steuerkondensatoren (5) eingebaut [15].

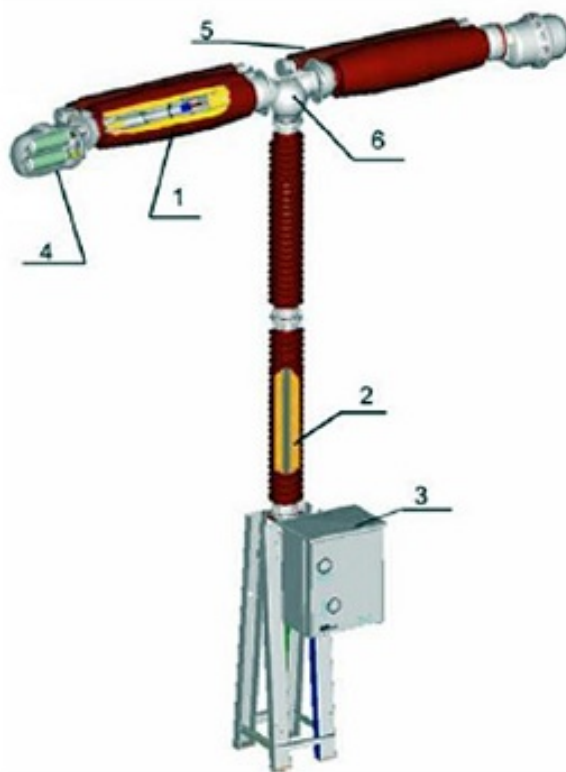


Abbildung 2.3: Aufbau eines SF_6 -Leistungsschalters [14]

In der untersuchten 380-kV-Übertragungsnetzebene sind insgesamt 367 Leistungsschalter installiert. Diese können nach ihrem Einsatzort in vier verschiedene Kategorien unterteilt werden und sind in Tabelle 2.5 zusammen mit dem verwendeten Akronym und Quantität aufgeführt.

Tabelle 2.5: Leistungsschalter in der 380-kV-Übertragungsnetzebene

Typ	Anzahl	Akronym
Abgangsleistungsschalter	196	AB
Kraftwerksleistungsschalter	30	KR
Kupplungsleistungsschalter	41	KS
Transformatorleistungsschalter	100	TR

In Abbildung 2.4 ist der schematische Aufbau einer Schaltanlage mit einer Doppelsammelschiene dargestellt und stellt die unterschiedlichen Installationsorte der Leistungsschalter dar. Die Abgangsleistungsschalter befinden sich in den Abgangsfeldern (AB) der Schaltanlage und verbinden die Schaltanlage mit den Freileitungen. Innerhalb des simulierten Netzes befinden sich 196 Abgangsleistungsschalter. Transformatorleistungsschalter (TR) verbinden einen Transformator mit der Schaltanlage und sind somit ein Teil der Schnittstelle zu einer anderen Spannungsebene. Der Installationsort eines Kraftwerksleistungsschalters (KR) ist in der Abbildung A 3 im Anhang dargestellt. Generatorleistungsschalter werden im Netzmodell nicht berücksichtigt. Generatorfehler sind nicht Teil der Untersuchungen, da das Übertragungsnetz im Fokus steht. Zur Kategorie der Transformator-Leistungsschalter gehören 100 dieser Schalter im Netzmodell. Die Kupplungsleistungsschalter (KS) bieten die Möglichkeit, die Sammelschienen miteinander zu verbinden. Mit 41 Leistungsschaltern an diesem Installationsort ist dies die kleinste Gruppe im Netzmodell.

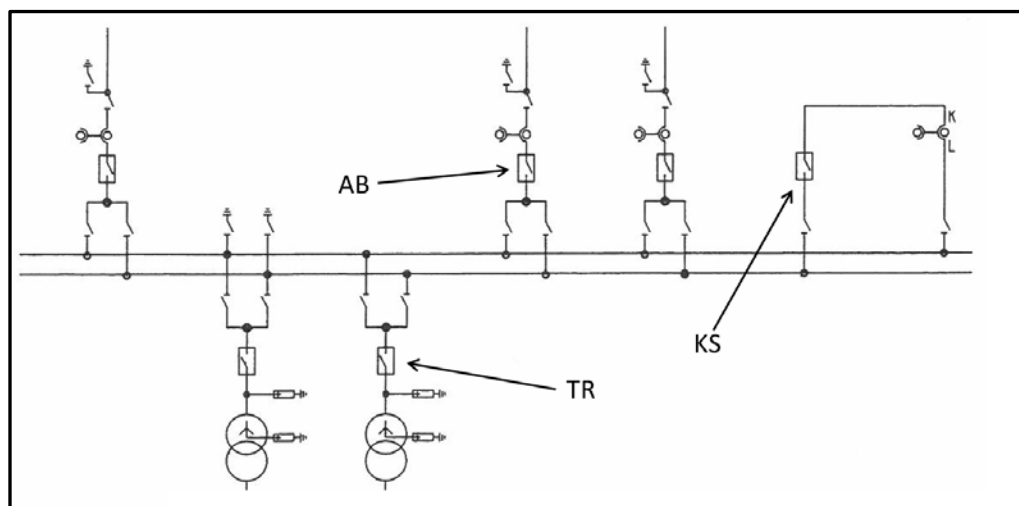


Abbildung 2.4: Unterschiedliche Installationsorte der Leistungsschalter

Trennschalter

Insgesamt befinden sich 1315 Trennschalter (DIS) in dieser Netzebene, und sie sind damit, abgesehen von den Freileitungen, die von der Quantität am häufigsten vorhandene Betriebsmittelgruppe. Deren Hauptaufgabe ist die Herstellung einer sichtbaren Trennstelle, z.B. bei einer Freischaltung. Von der prinzipiellen Konstruktion gibt es in der Höchstspannungsebene diese drei unterschiedlichen Bauweisen:

- Drehtrennschalter
- Pantographentrennschalter
- Hebeltrennschalter.

Die *Drehtrennschalter* befinden sich im Abgangsfeld einer Schaltanlage, im Transformatorfeld oder im Abgangsfeld von Kraftwerksanschlüssen und besitzen eine horizontale Kontaktstrecke. Bei diesem Schaltertyp werden zwei drehbar gelagerte Stützisolatoren von einer Unterkonstruktion mit Motorantrieb getragen. Zudem sind die Stützisolatoren erdseitig mit Drehlagern versehen, die über einem Hebelmechanismus mit dem Antrieb verbunden sind. An den Stützisolatoren befindet sich das Schaltelement, bestehend aus zwei Strombahnrohren. Durch den Motorantrieb können die beiden Strombahnhälften um 90° nach außen gedreht werden, um eine horizontale Trennstrecke herzustellen. Das Kontaktsystem wird aus einem Blockkontakt und einem gespreizten Kontaktfinger gebildet. Zusätzlich wird ein Fanghaken eingesetzt, um das Auseinanderlaufen der Kontakte im Kurzschlussfall zu verhindern [16]. Aufgrund des einfachen Funktionsprinzips, der damit verbundenen geringen Wartungsintensität und der geringen Anschaffungskosten wird diese Trennschaltervariante weltweit am häufigsten eingesetzt. Als Nachteil erweist sich allerdings der hohe Platzbedarf. Aufgrund der Schaltbewegung in der waagrechten Ebene muss ein relativ großer Abstand zur Nachbarphase eingehalten werden [17].

Zur Durchführung des Sammelschienenwechsels werden zumeist Trennschalter mit vertikaler Trennstrecke verwendet, sogenannte *Scheren- oder Pantographentrennschalter*. Bei dieser Trennschalterausführung sitzt das Schaltelement auf einer Isolatorsäule. Durch Motoren wird das Schaltelement auf- und abgefahren, um den Kontakt mit dem Leiterseil oder der Sammelschiene herzustellen oder zu trennen. Der Stromübergang zwischen den Kontakten erfolgt dabei punktförmig. Der Festkontakt besteht aus einem Kontaktrohr und sitzt auf dem Leiterseil oder der Sammelschiene. Der bewegliche Kontakt wird in Form von Kontaktschienen realisiert, die auf den oberen Scherenholmen des Schaltelements angebracht sind. Man unterscheidet hier zwischen Ausführungen mit Einfachschere und mit Doppelschere, durch die sich entweder ein

Zweipunkt- oder Vierpunktkontakt ergibt. Zur Garantie einer ausreichenden Stromtragfähigkeit bei Betriebsstrom und im Kurzschlussfall ist eine entsprechende Kontaktkraft nötig. Diese kann bei der Doppelschere auf zwei parallel laufende Schaltelemente aufgeteilt werden. Um eine Überlastung der Kontakte zu vermeiden, sollte auf eine möglichst symmetrische Aufteilung geachtet werden [16]. Diese Schaltergruppe wird bei den Zuverlässigkeitsberechnungen als Teilfehlerrate der Sammelschiene zugeordnet.

Die dritte Bauform von Trennschalter im Übertragungsnetz sind *Hebeltrennschalter*. Diese ermöglicht die geringsten Phasenabstände. Bei dieser Variante ist zwar die Schaltstrecke horizontal angeordnet, das eigentliche Schaltelement, als Hebel ausgeführt, bewegt sich aber in vertikaler Richtung. Insgesamt sind zwei Stützisolatoren vorhanden, von denen einer das Getriebegehäuse trägt, in dem der Hebel gelagert ist. Am zweiten Stützisolator ist das Festkontaktsystem installiert. Zusätzlich ist ein Dreh- oder Zugisolator vorhanden, der die Hebelbewegung überträgt. Die Umlenkung der Hebelbewegung erfolgt anschließend im Getriebegehäuse. Zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit besteht die Möglichkeit, das Kontaktsystem als Schubkontakt auszuführen und die Hebelbewegung durch eine entsprechende Schubbewegung zu ergänzen [16]. Wird auch ein geringer Platzbedarf in vertikaler Richtung gefordert, kann der Hebeltrennschalter durch ein Mittelgelenk im Hebel ergänzt werden. Damit wird die vertikale Öffnung des Schalters reduziert und es können geringere Abstände zu benachbarten Anlagenteilen realisiert werden. Diese Bauform wird aufgrund des geringen Platzbedarfs meist für Innenraumschaltanlagen verwendet [18]. Aufgrund des komplexen Funktionsprinzips von Hebeltrennschaltern und der relativ hohen Wartungsintensität kommt diese Bauform allerdings, verglichen mit der Drehtrennschaltervariante, in geringerem Maß zum Einsatz. Im betrachteten Übertragungsnetzmodell ist diese Bauform nicht vorhanden.

In Abbildung 2.5 ist eine Übersicht der vorhandenen Trennschaltertypen im Netzmodell zusammengefasst. Insgesamt befinden sich 1315 Trennschalter. Im Netzmodell befinden sich 263 Drehtrennschalter, davon sind 69 Stück in einem Transformatorfeld, 194 im Abgangsfeld von Freileitungen und 60 in der Ausleitung von Kraftwerken. Die 992 Scherentrennschalter befinden sich alle in den Schaltanlagen direkt an den Sammelschienen.

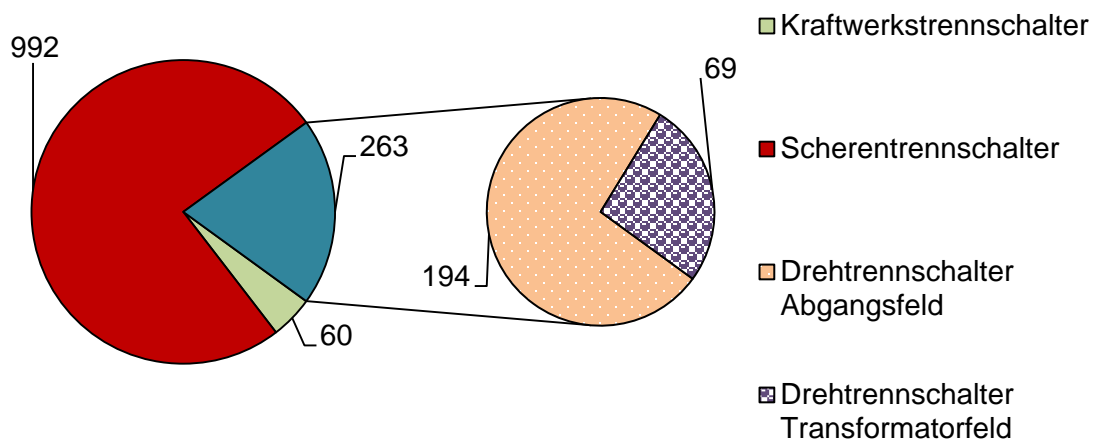


Abbildung 2.5: Aufteilung der Trennschalter in der 380-kV-Ebene

Leistungstransformatoren

Ein für hohe Leistungen ausgelegter Leistungstransformator ist ein komplexes Betriebsmittel, das sich in mehrere Baugruppen und Komponenten unterteilen lässt. Dessen Richtlinien und Anforderungen zum Betrieb in den verschiedenen Teilen sind in der Normenreihe DIN EN 60076 festgelegt [19]. Zu den elementaren Komponenten des Transformators zählen:

- Kessel (Tank)
- Ölausdehnungsgefäß
- Kühlung
- Durchführungen
- Aktivteil (Eisenkern, Windungen)

Der Kessel ist die Hülle des Leistungstransformators. Im Inneren befindet sich der Aktivteil des Transformators, inklusive der Verbindungen zum Stufenschalter und der Durchführungen. Nach außen hin werden alle Baugruppen sowie Transporthalterungen am Kessel befestigt. Leistungstransformatoren sind ölisoliert, weshalb ihr Kessel vollständig mit Isolieröl gefüllt ist. Durch die Wärmeverluste von Kern und Windungen unterliegt das Öl einer ständigen Temperaturänderung, was eine Änderung des Volumens zur Folge hat. Zur Kompensation des entstehenden Über- und Unterdrucks wird eine Verbindung nach außen benötigt. Eine direkte Verbindung mit der Atmosphäre würde jedoch zur Verringerung der Isolierfähigkeit aufgrund von Luftfeuchtigkeit führen. Es besteht die Möglichkeit, Luftentfeuchter in die Verbindungsleitung einzubauen oder einen hermetisch abgeschlossenen Tank zu verwenden, der ausreichend groß ist, um

die Volumenänderungen aufzunehmen. Die gängigere Variante ist aufgrund der hohen Leistung und der entsprechend großen Volumenänderung bei Leistungstransformatoren der Einsatz von Ölausdehnungsgefäßen [27]. Ölausdehnungsgefäße fangen die thermische Dehnung des Öls auf, dabei liegt das Gefäß oberhalb des Haupttanks bzw. über der höchsten mit Öl gefüllten Durchführung. Der Großteil der Systeme beinhalten eine Membrane, welche als Öl-Luft-Barriere dient, und eine Luftausgleichsleitung, über die das sich ändernde Ölvolumen ausgeglichen werden kann. An dem Ölverbindungsrohr von Hauptkessel zu Ölausdehnungsgefäß ist ein Buchholzrelais angebracht, dass Isolationsfehler im Öl frühzeitig erkennt und auf Gasbildung, Verlust und zu hohe Strömung von Öl mit einem Alarm reagiert oder den Transformator unverzüglich abschaltet [20] [21]. Eine weitere für den Leistungstransformator wesentliche Komponente ist die Kühlung. Wie bereits erläutert, erwärmt sich das im Kessel befindliche Öl durch die Wärmeverluste von Kern und Windungen und muss deshalb durch eine Kühlanlage wieder heruntergekühlt werden, indem das Öl durch die Kühlanlage zirkuliert. Hierzu gibt es verschiedene Arten von Kühlsystemen. Zunächst wird bei ölisolierten Transformatoren zwischen den zwei Kühlkreisläufen, der innere und der äußere Kühlkreislauf, unterschieden. Für den Höchst- und Hochspannungsbereich wird im inneren Kühlkreislauf, welcher die Wicklungen umgibt, konsequenterweise Öl als Kühlmittel verwendet und im äußeren Kühlkreislauf Luft. Die Zirkulation der Kühlmittel kann hierbei natürlich sein oder durch Pumpen zwangsläufig durchgeführt werden. Eine natürliche Bewegung des Kühlmittels kann aufgrund der im Betrieb entstehenden Wärme durch den Thermosiphon-Effekt erreicht werden, bei dem die Zirkulation allein aus der Schwerkraft resultiert, indem das erwärmte und somit leichtere Öl nach oben steigt und eine ständige Zirkulation ausgelöst. Daher wird im inneren Kühlkreislauf eine erzwungene Zirkulation verwendet, wenn die Konvektionskraft des Öls alleine nicht ausreicht. Die Durchführungen sind je nach Bauform seitlich oder oberhalb des Kesseldeckels angebracht und werden durch den Kesseldeckel geführt [22]. Sie sind in Abhängigkeit von der gewünschten Verschaltung über eine Ober- bzw. Unterspannungsableitung mit den Wicklungen verbunden und führen so das Hochspannungspotential von der Luftseite an die Wicklungen innerhalb des Kessels. Da Durchführungen im Hoch- und Höchstspannungsbereich durch den im Innenrohr fließenden Strom erwärmt werden, muss die entstehende Wärme abgeführt werden. Hierfür zirkuliert das Öl in einem eigenständigen Kreislauf, der von dem inneren Transformatoröl separiert ist. In anderen Leistungsbereichen gibt es die Möglichkeit, das Öl vom inneren des Transformators und der Durchführung in einem Kreislauf zu nutzen [23].

Zu dem Aktivteil des Transformators gehören die Wicklungen und der Eisenkern, welche die Hauptkomponenten des Transformators darstellen [22]. Zur Isolierung der

Wicklungen wird neben der erläuterten Ölisolierung eine Feststoffisolierung in Form von Isolierpapier oder Pressspan verwendet. Die Abbildung 2.6 zeigt die drei Schenkelsätze, die konzentrisch angeordnete Wicklungen enthalten, und die drei überspannungsseitigen Durchführungen. In diesem Zusammenhang ist ein weiterer wichtiger Aspekt zu beachten: die nötige Anpassung des Übersetzungsverhältnisses in Bezug auf die Netzverhältnisse. Leistungstransformatoren verfügen über eine Stufenwicklung mit Anzapfung, die mit einem Umsteller oder einem Stufenschalter verbunden ist [22]. Die stufenlose Anpassung der Übersetzung kann entweder spannungslos per Umschalter oder unter Last mit dem Stufenschalter erfolgen [21]. Durch die geringeren Ströme und höheren Windungszahlen wird die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses überspannungsseitig durchgeführt [22]. Im Hoch- und Höchstspannungsbereich werden fast ausschließlich Stufenschalter eingesetzt. Diese werden zumeist mit Öl isoliert und benötigen zudem einen Hochgeschwindigkeitsmechanismus, um eine kurze Umschaltdauer zu ermöglichen. In Abbildung 2.6 sind die Komponenten eines ölisolierten Hochspannungsleistungstransformators beispielhaft abgebildet.

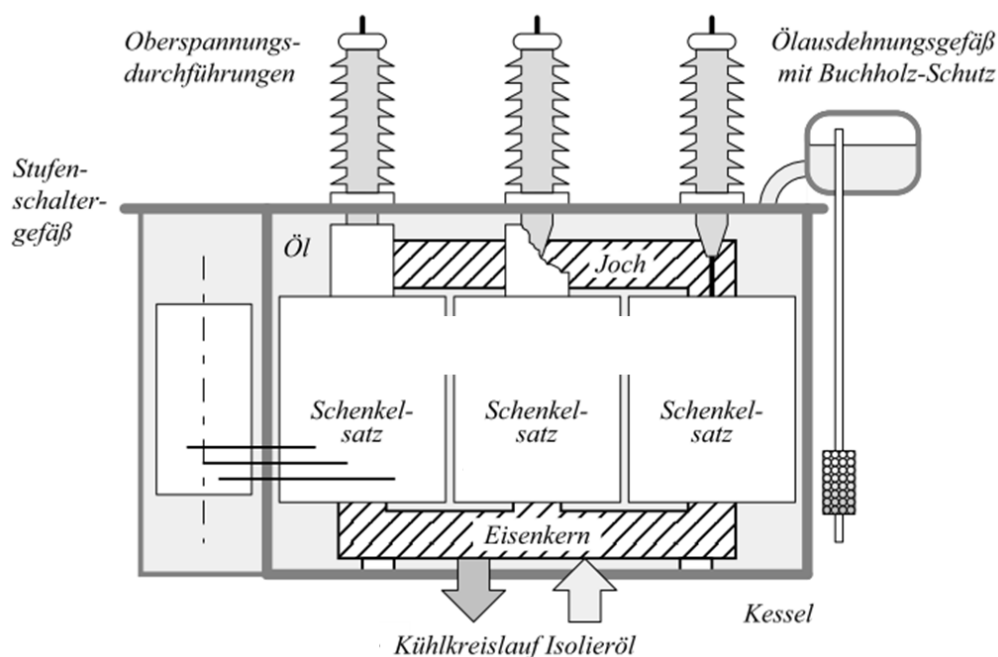


Abbildung 2.6: Komponenten eines ölisolierten Leistungstransformators [22]

In dem 380-kV-Übertragungsnetz des Netzmodells befinden sich 102 Leistungstransformatoren (PTR), die die beiden Übertragungsnetzebenen miteinander direkt verbinden und vertikal die Netzgruppen versorgen. Davon werden 77 Volltransformatoren in der 380-kV-/110-kV-Umspannebene und 25 Spartransformatoren in der 380-kV-/220-kV-Umspannebene eingesetzt. Der Einsatz von Spartransformatoren ist auf die 380-

kV-/220-kV-Umspannebene begrenzt. Die Vorteile der geringeren Kosten und des geringeren Platzbedarfs von Spartransformatoren können genutzt werden, während der Einsatz von Spartransformatoren in der 380-kV-/110-kV Umspannebene ein zu großes Risiko darstellen würde, da Schäden an Spartransformatoren in dieser Ebene zu wesentlich weitreichenderen Konsequenzen führen [24]. Des Weiteren ist diese Bauform aufgrund unterschiedlicher Sternpunktbehandlung unzulässig. Die Transformatoren sind jeweils nach der Schaltvariante „YNyn0“ verschaltet. Es handelt sich um Normtransformatoren, die auf der Ober- und Unterspannungswicklung eine Sternschaltung besitzen. Der Sternpunkt des ober- und unterspannungsseitigen Systems ist zugänglich [6].

Die Übertragungsleistung der Volltransformatoren liegt überwiegend bei 350 MVA, während eine geringere Anzahl an Volltransformatoren eine Bemessungsleistung von 250 MVA aufweist. Demgegenüber beginnt die Bemessungsleistung der Spartransformatoren im Netzausschnitt bei 600 MVA und reicht bis hin zu 1000 MVA. Zusätzlich befinden sich 26 Maschinentransformatoren in der Einspeisung der Kraftwerksblöcke in dieser Spannungsebene. Eine Übersicht, aller verwendeten Transformatoren im Übertragungsnetzmodell mit deren Kennwerten, ist im Anhang in Tabelle A 2 dargestellt.

Sammelschienen

Die Sammelschienen der Schaltanlagen sind weitere Bestandteile der Hauptstrombahn innerhalb der 380-kV-Schaltanlagen im Netzmodell. Insgesamt verfügt diese Spannungsebene über 124 Sammelschienen, welche als Betriebsmittelgruppe ebenfalls 952 Pantographentrennschalter, bzw. auch Scherentrennschalter genannt, beinhalten. Diese beiden unterschiedlichen Betriebsmittel sind in einer Gruppe aggregiert, da beide zusammen immer noch eine sehr geringe Nichtverfügbarkeit besitzen wie auch bei einer Bearbeitung beide Betriebsmittel zeitgleich abgeschaltet werden müssen [25].

Sekundärtechnik – Strom- und Spannungswandler

Die Betriebsmittel der Sekundärtechnik wie auch die Strom- und Spannungswandler sind indirekt im Netzmodell berücksichtigt. Der Ausfall dieser Betriebsmittel kann ebenfalls zum Ausfall eines Abgangsfeldes einer Schaltanlage führen. Durch Ihre Position innerhalb des Feldes kann deren Auswirkung aber als Offset bei den Verfügbarkeitskennwerten bei den Leistungsschaltern mitberücksichtigt werden.

2.2.2 Schaltanlagen in der 380-kV-Ebene

Das Übertragungsnetzmodell ist in der 380-kV-Übertragungsnetzebene mit exakter Schaltanlagenstruktur nachgebildet. Die unterschiedlichen Schaltanlagenkonfigurationen

nen sind mit den jeweiligen Schaltstellungen zur aktuellen Lastsituation implementiert, um mögliche Kurzschlussströme zu begrenzen und diese so im schaltbaren Bereich zu behalten. Die unterschiedlichen Schaltanlagentypen und deren Anzahl, welche in dem Netzmodell vorhanden sind, sind in Tabelle 2.6 zu finden.

Tabelle 2.6: Schaltanlagentypen in der 380-kV-Ebene

Schaltanlagentyp	Anzahl	Akronym
Ausgelagerter Transformator	9	ET
Doppelsammelschiene	11	DB
Doppelsammelschiene mit Umgehungsschiene	22	DBT
Dreifachsammelschiene mit Umgehungsschiene	6	TBT
H-Schaltung mit drei Leistungsschaltern	7	H3
H-Schaltung mit vier Leistungsschaltern	5	H4

Die Felder innerhalb der Schaltanlagen des Übertragungsnetzmodells umfassen alle Betriebsmittel der Hauptstrombahn. In Abbildung 2.7 sind vier verschiedene Felder dargestellt.

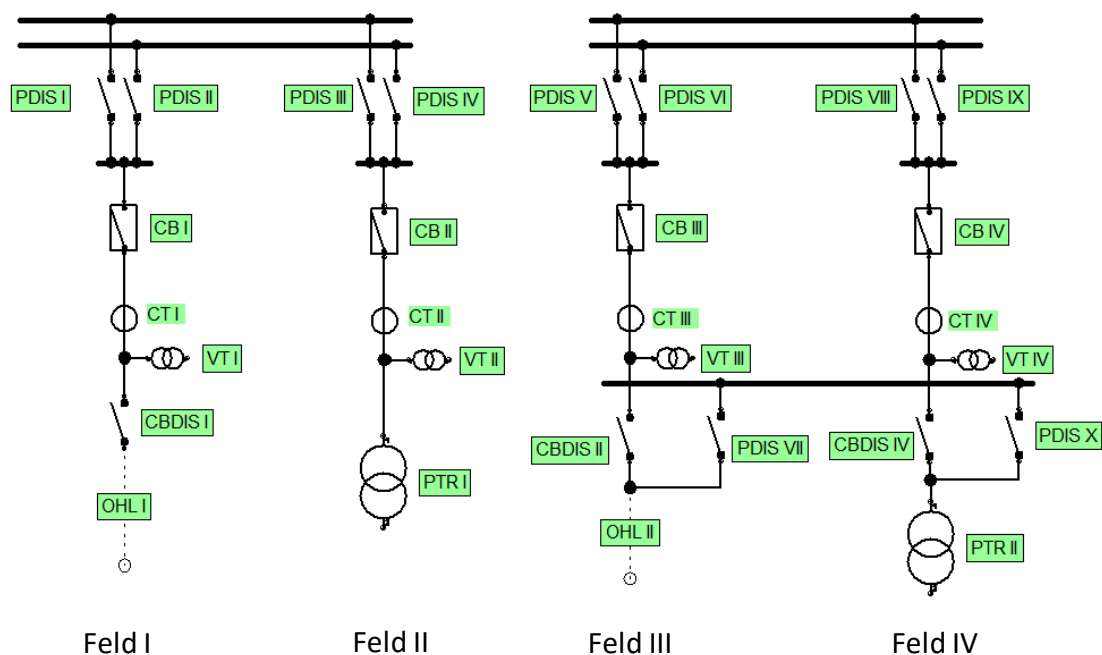


Abbildung 2.7: Typische Feldkonfigurationen in den Schaltanlagen [26]

Auf der linken Seite dieser Abbildung ist ein Transformator- und Abgangsfeld einer Doppelsammelschienen-Schaltanlage (DB) zu sehen. Das Feld I zeigt den Aufbau eines Freileitungsabgangsfeldes. Die Scherentrennschalter (PDIS I & II) an den Sam-

melschienen, der Abgangsleistungsschalter (CB I) und der Abgangsdrehtrennschalter (CBDIS) sind dabei die Hauptbetriebsmittel. Das Transformatorfeld, Feld II, besitzt keinen Abgangstrennschalter. Der typische Aufbau der Felder innerhalb von Schaltanlagen mit Doppelsammelschiene mit Umgehungsschiene (DBT) ist auf der rechten Seite der Abbildung 2.7 dargestellt. Die Felder III & IV mit Umgehungsschiene haben zusätzlich noch einen Scherentrennschalter (PDIS VII & X). Des Weiteren haben die Transformatorfelder, z.B. Feld IV, zusätzlich noch einen Drehtrennschalter direkt vor dem Leistungstransformator im Gegensatz zu den Feldern in Schaltanlagen ohne Umgehungsschiene. Die Strom- und Spannungswandler (CT und VT) sind in allen Feldern der Schaltanlagen implementiert.

2.2.3 Kosten der Betriebsmittel in der 380-kV-Ebene

Die operativen Kosten (OPEX) als auch die Investitionsausgaben (CAPEX) für die Betriebsmittel sind Bestandteil bei der Bestimmung des Risikos. In Tabelle 2.7 sind diese Kosten für die Betriebsmittel in der 380-kV-Ebene zusammengefasst [27] [7] [28].

Tabelle 2.7: Aufstellung Kosten der Betriebsmittel in der 380-kV-Ebene [28] [29]

Betriebsmittel	$K_{CAPEX} / \text{k€}$	$K_{R0} / \text{k€}$	$K_{R\sigma} / \text{k€}$	$K_{Rmin} / \text{k€}$	$K_{Rmax} / \text{k€}$	$K_{WK} / \text{k€}$
Trennschalter	25 - 30	10	4	5	14	1,1
Freileitung ¹	620	10	4	2	50	2,5
Leistungsschalter	120	2	1	0,5	10	1,4
Sammelschiene	0,5	10	2	0,5	-	$1,1 + 0,55 \cdot x$ ²
Transformator	2.500 – 11.000	50	10	5	100	3,3

¹ Die Freileitungswerte sind bezogen auf einen Kilometer

² Pro Anzahl der Felder in der Schaltanlage

K_{CAPEX} Investitionskosten in k€

K_{R0} Durchschnittliche Reparaturkosten in k€

$K_{R\sigma}$ Standardabweichung der Reparaturkosten in k€

K_{Rmin} Minimale Reparaturkosten in k€

K_{Rmax} Maximale Reparaturkosten in k€

K_{WK} Wartungskosten in k€

Die Anschaffungskosten wie auch die operativen Kosten sind für das Jahr 2013 gültig. Für die Reparaturkosten werden vier verschiedene Werte angegeben, da diese einer hohen Streuung unterliegen. So werden die durchschnittlichen Kosten K_{R0} , deren Standardabweichung $K_{R\sigma}$, die Mindestkosten K_{Rmin} wie auch die Maximalkosten K_{Rmax} berücksichtigt. Zusätzlich muss bei Leistungstransformatoren berücksichtigt werden, dass bei einem Drittel der Fehler mit Schutzauslösung eine Reparatur nicht mehr wirtschaftlich ist und der Transformator ausgetauscht wird [30].

Die Instandhaltungskosten und weitere operative Kosten werden im Kapitel 7 dargestellt, da diese durch die unterschiedlichen Strategien verändert werden können. Die Kosten für Trennschalter sind mit einem Mittelwert für beide Bauarten, Drehtrennschalter und Pantographentrennschalter, zusammengefasst. Die Akquise dieser Daten erfolgte durch Telefoninterviews von Herstellern und Asset Managern der ÜNBs.

Das Gesamtinvestitionsvolumen des Übertragungsnetzes, welches als Vorbild für das Netzmodell verwendet wird, wird für das Jahr 2013 mit 328,7 Mio. € angegeben. Davon entfallen 276,7 Mio. € auf Erweiterungsmaßnahmen und 52 Mio. € auf Erneuerungen des Übertragungsnetzes für das gesamte 380-kV-Übertragungsnetz und 220-kV-Sub-Übertragungsnetz [31].

2.3 220-kV-Spannungsebene

Die unterlagerte 220-kV-Spannungsebene ist in der Modellierung notwendig, um realitätsgetreue Lastflüsse und Zuverlässigkeitsanalysen im 380-kV-Übertragungsnetz durchführen zu können. Die Aufgaben dieser Ebene umfassen die vertikale Einspeisung in die 110-kV-Netzgruppen, Aufnahme der Einspeiseleistung von mittelgroßen Kraftwerken und Übertragung. Die Betriebsmittel in dieser Spannungsebene sind ohne Zuverlässigkeitskennwerte versehen. Die 58 Schaltanlagen sind nicht detailliert modelliert, sondern sind in Sammelschienenknoten zusammengefasst, d.h. die Schaltgeräte sind nicht explizit definiert, sind aber dennoch fernbedienbar verfügbar. Es sind somit bei Zuverlässigkeitsberechnungen Umschaltvorgänge in dieser Spannungsebene möglich. Die Freileitungen sind mit den Trassenlängen und den Kennwerten der Beseilung nachgebildet. Die Anzahl und Gesamtlängen der Stromkreise sind in Tabelle 2.8 zusammengefasst, und die verwendeten Freileitungskennwerte sind im Anhang in Tabelle A 1 zu finden.

Tabelle 2.8: Freileitungsdaten der 220-kV-Übertragungsnetzebene

Freileitungstyp	Anzahl Stromkreise	Stromkreislänge / km
Übertragungsnetz	148	3219
Kraftwerkseinspeisung	26	191

Beim Vergleich der Stromkreislängen zwischen der 380-kV- und 220-kV-Ebene ist festzustellen, dass die unterlagerte Ebene einen großen Anteil des Übertragungsnetzes ausmacht. Diese Ebene verfügt über fast 75 % der Gesamtstromkreislänge der höchsten Ebene. Insgesamt sind 120 Leistungstransformatoren als Netzkuppler installiert. Diese sind, parallel zu den 380 kV / 110 kV-Transformatoren, für die Versorgung

der 110-kV-Netzgruppen verantwortlich. Eine Zusammenfassung deren Daten und Anzahl im Netzmodell sind im Anhang in Tabelle A 2 aufgeführt. Insgesamt speisen 31 Generatoren über Maschinentransformatoren direkt in das 220-kV-Netz ein. Diese haben eine gesamte Nettoleistung von 31 GW [32].

2.4 Vertikale Netzlast des Netzmodells – 110-kV-Netzgruppen

Die vertikale Übertragungsnetzlast und das Ende des Netzmodells sind die 110-kV-Netzgruppen. Diese Hochspannungsnetze sind unterteilt und beziehen die elektrische Energie aus den 220-kV- und 380-kV-Übertragungsnetzebene oder kleineren Kraftwerken und funktionieren als Verteiler zu den regionalen Verbraucherschwerpunkten. Die Größe dieser Netze wird durch die verwendeten Leistungsschalter und deren beherrschbare Kurzschlussströme begrenzt. Die Netzgruppen sind im Regelbetrieb untereinander galvanisch getrennt, könnten aber im Fehlerfall miteinander verbunden werden.

Die insgesamt 42 Netzgruppen im Übertragungsnetzmodell mit einer Netznominalspannung von 110 kV beziehen die elektrische Energie ausschließlich aus der 220-kV- oder der 380-kV-Übertragungsnetzebene. Eine mögliche Verbindung zwischen den einzelnen 110-kV-Netzgruppen wird nicht erlaubt, da diese nur in Ausnahmefällen zulässig ist und nicht als übliche Umschaltmaßnahme zur Verfügung steht. Des Weiteren sind Kraftwerksblöcke, die direkt in diese Gruppen einspeisen, nicht in das Modell aufgenommen, da dies den Modellierungsaufwand immens gesteigert hätte. Insgesamt ergeben sich drei verschiedenen Netzgruppentypen mit folgender Anzahl:

- 8 Industrienetze
- 17 Stadtnetze
- 17 Überlandnetze

Der Typ *Industrienetz* bezeichnet Gruppen, die nur wenige Einspeisetransformatoren, in der Regel zwei bis drei, besitzen und Großkunden aus dem Bereich der Industrie direkt versorgen. Alle Einspeisetransformatoren einer Gruppe stehen in derselben Schaltanlage. Einige dieser Netzgruppen haben eine übergeordnete Versorgungspriorität, d.h., Stadt- und Überlandnetze werden zuvor mit einem Lastabwurf beaufschlagt, um im Fehlerfall die Netzfrequenz stabil zu halten.

Die *Stadtnetze* sind durch fünf bis acht Verbindungsstellen mit den höheren Spannungsebenen verbunden. Diese Leistungstransformatoren sind auf verschiedene Schaltanlagen verteilt.

Bei den *Überlandnetzen* in der Hochspannungsebene ist die Situation ähnlich. Die Gruppen werden mit fünf bis elf Einspeisetransformatoren mit elektrischer Energie aus der Höchstspannungsebene versorgt. Die Freileitungs- und Kabelnetze in dieser Spannungsebene werden nicht berücksichtigt, und deshalb sind die Unterspannungsseiten der Einspeisetransformatoren dieser Gruppe an einer Sammelschiene zusammengeführt. Die Last einer jeden einzelnen Netzgruppe wird individuell erstellt. Genauere Erklärungen dazu sind im Kapitel Lastflussmodellierung zu finden.

2.5 Kraftwerke und deren Netzanschluss

Insgesamt speisen 62 Kraftwerksblöcke in die 380-kV- und 220-kV-Netzebenen des Übertragungsnetzmodells ein. Die Bruttoleistung dieser Blöcke, d.h. die Bemessungsleistung, die an der Generatorklemme abgegeben werden kann, beträgt 30,2 GW [32]. Eine Aufteilung dieser Erzeugungsleistung nach Primärenergieträger ist in Abbildung 2.8 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Gros des Kraftwerksparks von fossilen Brennstoffen betrieben wird. Im Netzausschnitt des Übertragungsnetzmodells ist Kohle, sowohl Stein- als auch Braunkohle, der wichtigste Energieträger und ist mit über 67 Prozent der größte Energielieferant. Erdgas und Kernenergie spielen nur eine untergeordnete Rolle in der elektrischen Energieversorgung in diesem Teil der Bundesrepublik. Einspeisungen aus regenerativen Energien, wie z.B. Onshore Wind Parks, sind nicht im Netzmodell vorhanden. Zum Zeitpunkt der Netzmodellierung gab es noch keine Anlagen, die eine so hohe Einspeiseleistung besitzen, dass diese in die betrachteten 380-kV- oder 220-kV-Ebenen einspeisen müssten. Hinter dem Primärenergieträger Wasser verbirgt sich ein großes Pumpspeicherkraftwerk in Luxemburg, dessen alleiniger Netzanschluss in Deutschland liegt.

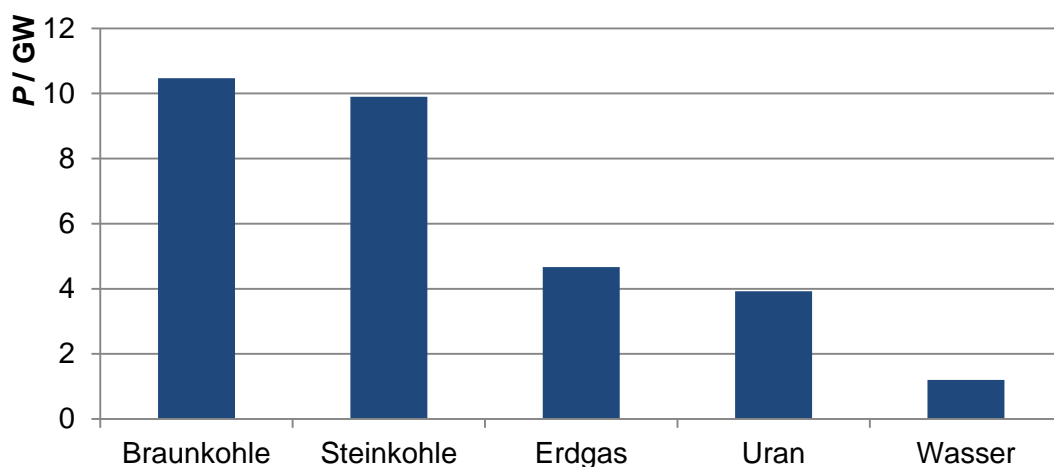


Abbildung 2.8: Bruttoleistung P der Kraftwerke im Übertragungsnetzmodell [33]

Die Kraftwerksmodellierung im Netzmodell berücksichtigt bei den Zuverlässigkeitsberechnungen die Leistungsgradienten und Dispatch-Prioritäten. Der Eigenbedarf jedes einzelnen Blocks ist nachgebildet und unterliegt unterschiedlicher Wichtigkeit. Die Abschaltung des Eigenbedarfs bzw. des Netzanschlusses eines Kernkraftwerks darf z.B. bei den Zuverlässigkeitsberechnungen nicht angewendet werden. Die wichtigsten Daten zu den einzelnen Kraftwerkstypen in Bezug auf Zuverlässigkeitsberechnungen sind in Tabelle 2.9 zusammengefasst. Die Priorität D gibt an, in welcher Reihenfolge sich der Kraftwerkstyp einem Re-Dispatch (Regulatorischer Eingriff in die Erzeugungsleistung des Kraftwerks durch den Netzbetreiber) beteiligen muss. Bei den Kohlekraftwerken wird die Unterscheidung 1979 und 1980 angegeben. Dies berücksichtigt Kraftwerke, die vor 1979 in Betrieb genommen wurden, welche nur verminderte Leistungsgradienten bereitstellen können [34].

Tabelle 2.9: Die Kraftwerksarten im Netzmodell [32] [34] [35] [36] [37]

Kraftwerksart	Leistungsgradienten in %/min	Priorität D	Eigenbedarf in %	Anzahl der Kraftwerksblöcke
Steinkohle 1979	1,5 – 2,5	5	7 – 10	7
Steinkohle 1980	3 – 6	4	7 – 10	11
Braunkohle 1979	0,5 – 2	5	10 – 16	15
Braunkohle 1980	2 – 2,5	5	10 – 16	12
Gas / Heizöl alt	3 – 4	4	12 – 14	3
Gasturbine neu	8 – 25	2	2 – 4	1
GuD	3 – 5	3	4 – 6	9
Kernkraft	3,8 – 10	3	4 – 5	3
Pumpspeicher	120	1	8,5	1

Die Anbindung der Kraftwerke mit ihrem Netzanschluss ist mit allen Betriebsmitteln in der Hauptstrombahn nachgebildet und ist exemplarisch im Anhang in Abbildung A 3 zu sehen. Alle Betriebsmittel vom Generator bis zum Anschluss an die Schaltanlage sind berücksichtigt. Deren Zuverlässigkeit wird als ideal angenommen, da der hohe Einfluss eines Ausfalls des direkten Kraftwerksanschlusses nicht die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen des Netzmodells beeinflussen soll. Dennoch ist diese explizite Beschreibung nötig, um reale Lastflusssituationen, ferngewirkte Freischaltungen und die Versorgung des Eigenbedarfs zu sichern.

2.6 Kuppelstellen zu anderen Übertragungsnetzen

Der horizontale Abschluss des Übertragungsnetzmodells sind die Kuppelstellen. Diese Übergabestellen sind die Übergangspunkte zu den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern innerhalb einer Übertragungsnetzebene. Dieses Verbundnetz aus mehreren Übertragungsnetzen in Europa arbeitet im Synchronbetrieb und besitzt somit eine einheitliche Frequenz. Ursprung dieser Idee war die Reduzierung an Sekundärregelreserven bei Ausfällen von Kraftwerksblöcken. Durch die Liberalisierung des Energiemarktes entfällt der autarke Übertragungsnetzbetrieb, und es kommt zum erwünschten Austausch innerhalb des Verbundnetzes [6].

Geographisch liegt das Netzmodell zentral innerhalb des europäischen Verbundnetzes und ist mit seiner Vielzahl an großen Kraftwerksblöcken ein großer Energieexporteur. Insgesamt 14 Kuppelstellen besitzt das Übertragungsnetzmodell zu benachbarten ÜNBs. Diese Übergabestellen besitzen eine Gesamtübertragungsscheinleistung von 33,1 GVA. In Tabelle 2.10 sind die Anzahl pro Übertragungsnetzebene und deren Übertragungsscheinleistung angegeben.

Tabelle 2.10: Die Kuppelstellen des Übertragungsnetzmodells [38]

Übertragungsnetzebene	Anzahl	Übertragungsscheinleistung / GVA
220 kV	4	4,1
380 kV	10	29

Die Kuppelstellen im Übertragungsnetzmodell können in verschiedenen Modi betrieben werden, um Durchleitungen und weitere Netzzustände simulieren zu können. Die drei verschiedenen Modi der Kuppelstellen sind:

- **PQ-Mode**

Der *PQ-Mode* verhält sich wie ein Lastknoten bei der Lastflussberechnung. Die Wirk- und Blindleistung werden für die Kuppelstellen vorgegeben, welche positive und negative Werte annehmen können. Somit kann es hier auch zu einer Einspeisung aus dieser Kuppelstelle kommen. Zum Bilanzausgleich muss ein Generator im ÜNB in den *Slack-Mode* umgestellt werden, damit eine Lastflussberechnung möglich ist.

- **SLACK-Mode**

Die *Slack-Mode* Einstellung für die Kuppelstellen entspricht dem der bei Leistungsflussberechnungen bekannten Slack-Knoten (Bilanzknoten) [39]. An den

Knoten wird die Spannung nach Betrag und Winkel vorgegeben. Die Wirk- und Blindleistung stellen sich nach diesen Vorgaben und den Übertragungsfunktionen, welche durch die Betriebsmittel vorgegeben sind, ein.

- **MIX-Mode**

Im *MIX-Mode* können die beiden vorangegangenen Einstellungen für die Kuppelstellen miteinander kombiniert werden, d. h., einige Übergangspunkte werden mit einer Übertragungsleistung fixiert und die restlichen gehen in einen verteilten Slack über.

3 Lastflussberechnungen im Übertragungsnetz

Die Lastflussberechnung ist bei der Auslegung und Planung von elektrischen Energieversorgungsnetzen, neben der Kurzschlussstromberechnung, fundamental. Das Ziel dieser Berechnungen ist, Stromflüsse auf Freileitungen und Spannungen an Netzknoten zu berechnen, die sich bei vorgegebenen Leistungseinspeisungen und vorgegebenen Leistungsentnahmen einstellen. Sie dient der Bestimmung des Betriebszustandes und der Auslastung von Betriebsmitteln des elektrischen Energieversorgungsnetzes. Des Weiteren ist eine Lastflussrechnung nötig, um eine Zuverlässigkeitsberechnung durchführen zu können. Ausgehend von dieser vorgegebenen Netzsituation werden die Folgen von Betriebsmittelausfällen auf den Lastfluss ermittelt, d.h., es wird mit Umschaltmaßnahmen oder Redispatch-Maßnahmen der Kraftwerkseinspeisung versucht, eine zulässige Netzsituation wieder zu erreichen.

In den beiden folgenden Unterkapiteln werden die Gründe und Daten für die Auswahl der Berechnungsmethode und die Erstellung der zehn Lastszenarien für die Risikobestimmung der Betriebsmittel und des Gesamtnetzes dargestellt.

3.1 Auswahl der Berechnungsmethodik

Für die Lastflussberechnung können verschiedene Methoden verwendet werden. Es werden überwiegend die Gauß-Seidel-Iteration und das Newton-Raphson-Verfahren verwendet. Das Gauß-Seidel-Verfahren benötigt gegenüber dem Newton-Raphson-Verfahren einen geringeren Programmieraufwand, konvergiert aber mit wachsender Knotenzahl zunehmend schlechter. Unabhängig von der Systemgröße ist beim Newton-Raphson-Verfahren nach 4 – 5 Iterationsschritten eine Lösung zu erwarten [6] [40]. Im Rahmen dieser Arbeit wird das Newton-Raphson-Verfahren verwendet, da das erstellte Netzmodell mit über 1100 Netzknoten zu umfangreich für das Gauß-Seidel-Verfahren ist [41].

Der Lastfluss innerhalb des Übertragungsnetzes ist ständigen Veränderungen ausgesetzt, die von unterschiedlichen Faktoren, wie z.B. Tageszeit und Wetter, abhängig sind. Die Auswirkung eines Betriebsmittelausfalls ist von dem aktuellen Lastzustand des Übertragungsnetzes abhängig. Um den Datenaufwand zu reduzieren, sind zehn repräsentative Lastflüsse für das Netzmodell erstellt worden.

3.2 Ermittlung der repräsentativen Lastflussberechnungen

Der Ausgangspunkt für die Erstellung der repräsentativen Lastflüsse ist der Jahreslastgang des Übertragungsnetzmodells. In Abbildung 3.1 sind der vertikale Lastgang und die dazugehörige Erzeugung mit Viertelstundenwerten für das Jahr 2011 zu sehen. Es ist zu erkennen, dass die Einspeiseleistung aus den Kraftwerken, welche in die 380-kV- und 220-kV-Ebene einspeisen, zu jedem Zeitpunkt höher als der summierte Verbrauch der 110-kV-Netzgruppen ist. Dieses Übertragungsgebiet ist somit konstant ein Energieexporteur. Des Weiteren lässt sich der saisonale Energieverbrauch bzw. die saisonale Energieerzeugung erkennen. In den Wintermonaten (November bis März) ist die Einspeiseleistung aus den Kraftwerken gegenüber den Frühjahr/Sommer-Monaten signifikant höher. Bei dem Verbrauch der 110-kV-Netzgruppen ist dieser saisonale Verbrauch auch erkennbar, ist aber nicht so stark ausgeprägt. Ursächlich dafür ist der hohe Anteil an industriellen Verbrauchern mit hohem Energieverbrauch, wie z. B. Aluminiumwerke oder Lichtbögenöfen im untersuchten Netzausschnitt. Diese Verbraucher haben einen annähernd konstanten Bedarf an Energie und unterliegen nur geringen Schwankungen. Natürlich sind auch die täglichen Veränderungen des Lastbedarfs in diesem Jahreslastgang festzustellen. Nachts ist der Verbrauch bzw. die Erzeugung an elektrischer Energie niedriger. Auch hier ist der hohe Industrieanteil mit konstantem Leistungsbedarf beinhalten. Die Erzeugungsleistung unterliegt auch hier einer stärkeren Volatilität als der Verbrauch.

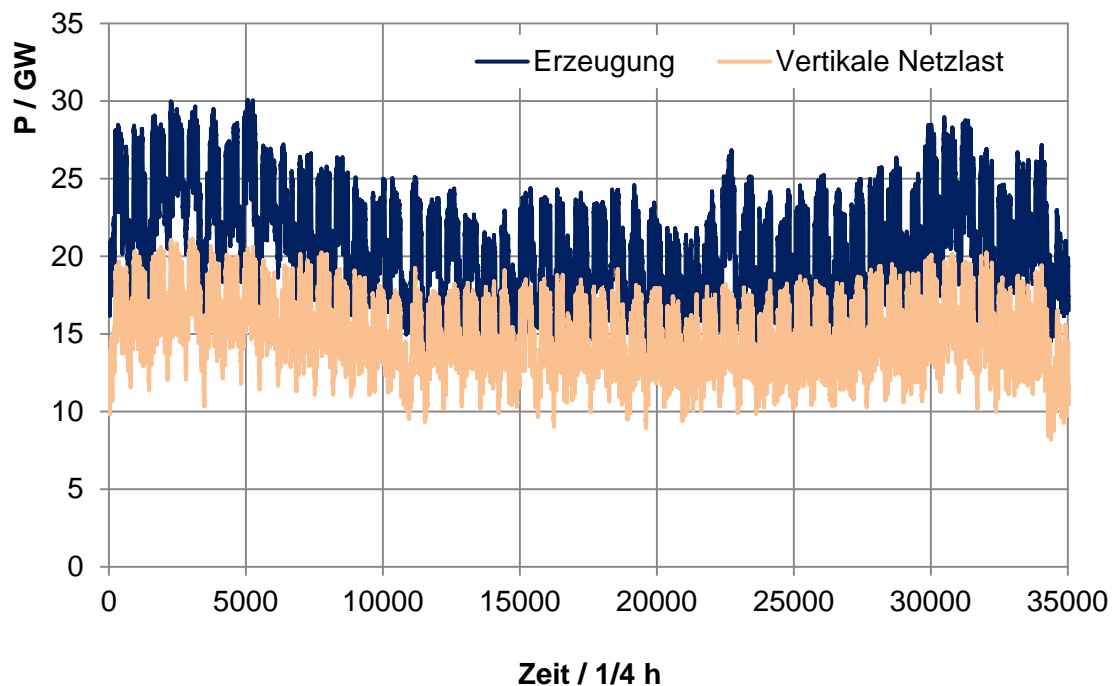


Abbildung 3.1: Jahreslastgang P des Übertragungsnetzbetreibers im Jahr 2011 [42]

Der geordnete Jahreslastgang nach vertikaler Netzlast für das Jahr 2011 des Übertragungsnetzmodells ist in Abbildung 3.2 zu sehen. Die maximale vertikale Einspeisung in die 110-kV-Netzgruppen beträgt 21,1 GW. Das Minimum der Netzlast beträgt 9,5 GW. Die Erzeugungsleistung ist nicht konstant zur Netzlast und besitzt eine Volatilität um ± 10 Prozent. Um zehn repräsentative Lastszenarien des Netzes zu erhalten, wird der Lastgang in zehn gleichgroße Bereiche geteilt. Innerhalb der Bereiche wird jeweils die durchschnittliche Last und Erzeugung bestimmt.

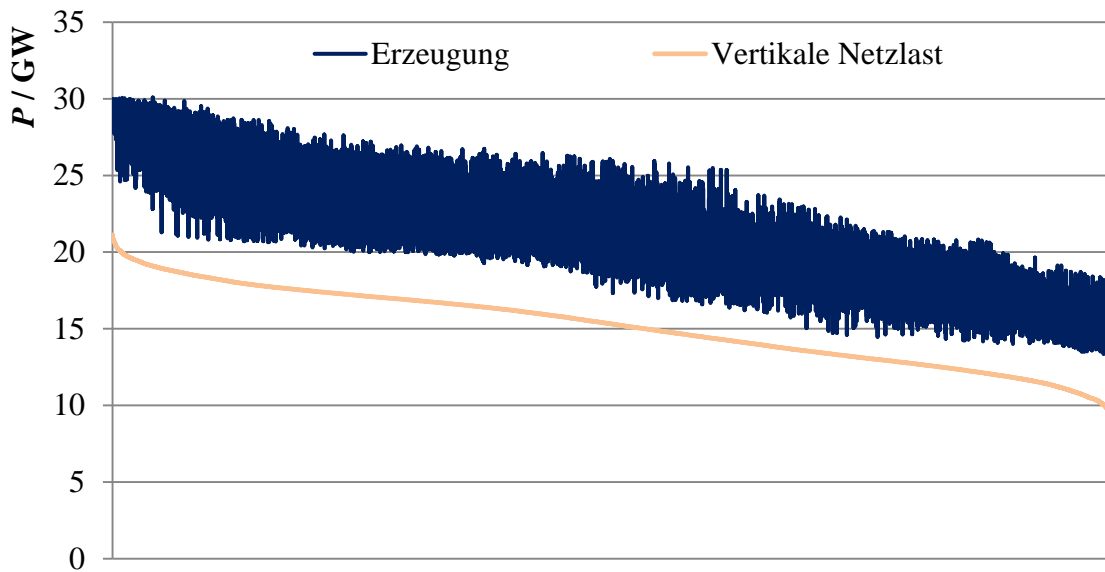


Abbildung 3.2: Geordneter Jahreslastgang P des Übertragungsnetzes im Jahr 2011

Die Erzeugungsleistung und vertikale Netzlast der zehn gebildeten Szenarien werden im nächsten Schritt den einzelnen Kraftwerksblöcken und der 110-kV-Netzgruppen zugeordnet. Da keine detaillierten Kraftwerkseinsatzpläne und Messwerte von den Netzgruppen bekannt sind, müssen diese über die Jahresvollaststunden und Lastprofile bestimmt werden.

Die *Einsatzplanung von Kraftwerken* ist von verschiedenen Parametern abhängig. Grundsätzlich ist bei den konventionellen Kraftwerken aber die Annahme zu treffen, dass je kostengünstiger der Energieträger desto höher die Anzahl der Betriebsstunden ist. Die unterschiedlichen Energieträger und die Jahresvollaststunden dieser Kraftwerke sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst [43].

Tabelle 3.1: Jahresvolllaststunden der Kraftwerke nach Energieträger [43]

Energieträger	Jahresvolllaststunden / h
Kernenergie	7630
Braunkohle	7030
Biomasse	6450
Steinkohle	4380
Lauf- & Speicherwasser	3560
Erdgas	2480
Wind	1610
Öl	1150
Pumpspeicher	1000
Photovoltaik	910

Die Aufteilung der *vertikalen Netzlast* auf die einzelnen 110-kV-Netzgruppen ist unter Berücksichtigung der Art der Netzgruppe erfolgt. Als Ausgangsszenario wird das Spitzenlastszenario gewählt mit einer vertikalen Netzlast von 18,9 GW.

Die höchste vertikale Netzlast entspricht einer 40%igen Auslastung aller Leistungstransformatoren in die 110-kV-Netzgruppen, welches ein üblicher Wert ist. In allen weiteren Szenarien sind die acht Industrienetzgruppen mit konstanter Last berücksichtigt. Die restlichen Netzgruppen verändern ihren Verbrauch, welche den Standardlastprofilen unterliegen [44].

In Abbildung 3.3 sind die resultierenden zehn *Last / Erzeugungsszenarien* abgebildet. Es sind die gesamte Erzeugungsleistung nach Energieträger und die vertikale Last dargestellt. Bei den Szenarien 7 - 10 ist der Maschinenbetrieb des Pumpspeicherkraftwerks in die vertikale Netzlast eingerechnet.

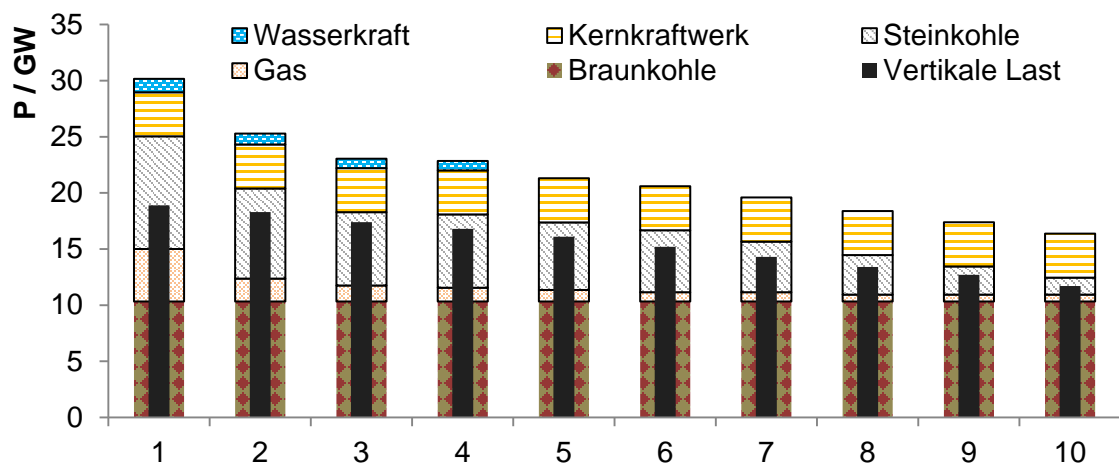


Abbildung 3.3: Last- und Erzeugungsszenarien k für das Übertragungsnetzmodell [45]

Mit diesen zehn Last- & Erzeugungsszenarien k lassen sich die typischen Auslastungen und Betriebszustände des Übertragungsnetzmodells innerhalb eines Jahres darstellen. In Abbildung 3.4 ist der schematische Aufbau des Übertragungsnetzmodells dargestellt. Die Einspeiseleistung der Generatoren (GEN), welche in das 380-kV-Übertragungsnetz oder 220-kV-Sub-Übertragungsnetz einspeisen, als auch die Last der 110-kV-Netzgruppen werden mit den Last- & Erzeugungsszenarien k vorgegeben und ein Lastfluss im Übertragungsnetz stellt sich ein.

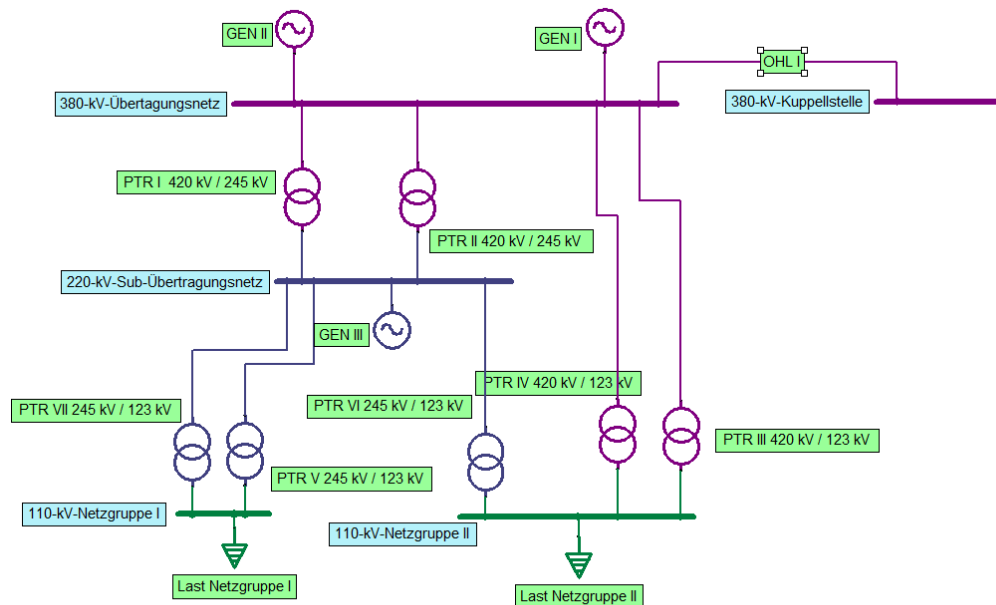


Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau des Übertragungsnetzmodells

Im nächsten Schritt werden mit den zehn Last & Erzeugungsszenarien und deren sich einstellenden Lastflüssen Zuverlässigkeitsanalysen durchgeführt, um die Versorgungssicherheit des Netzzustandes bei einfachem Ausfall von Betriebsmitteln in der 380-kV-Übertragungsnetzebene zu bestimmen.

4 Zuverlässigkeitsanalysen im Übertragungsnetz

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit dem Thema der Zuverlässigkeitsanalyse. Diese bildet die Grundlage für die vom Asset Management benötigte Bewertung des Ist-Zustandes, Entscheidungsgrundlage für Netzverstärkungen und für die Einführung einer risikoorientierten Instandhaltung.

In Abbildung 4.1 ist der prinzipielle Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse dargestellt, deren elementarer Bestandteil die Zuverlässigkeitsberechnung ist. Der Ausgangspunkt einer solchen Untersuchung sind die Erfahrungen aus dem Systemverhalten des Übertragungsnetzes in der Vergangenheit. Es werden typische Ausfallmodelle abgeleitet und mit statistischen Auswertungen werden die Zuverlässigkeitskenndaten ermittelt, welche als Eingangsgrößen der Zuverlässigkeitsberechnung verwendet werden. Die Zuverlässigkeitskenngößen sind die quantitativen Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung, die im Anschluss für die Bewertung und Prognose für das Asset Management verwendet werden können.

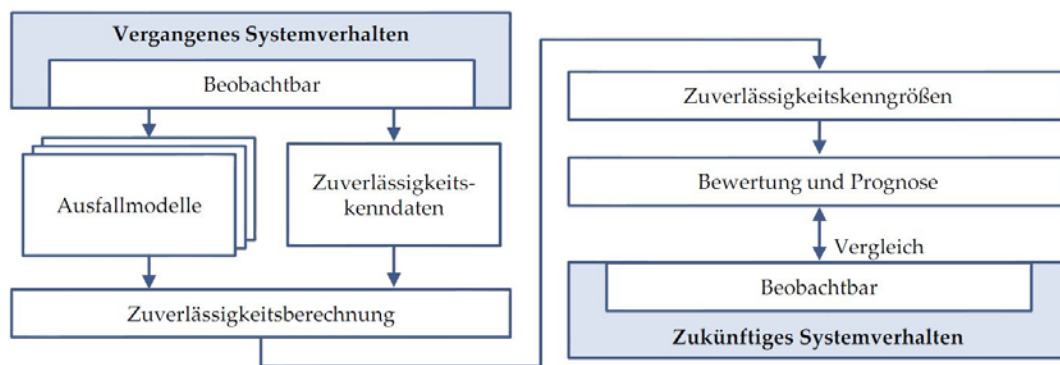


Abbildung 4.1: Der schematische Ablauf von Zuverlässigkeitsanalyse [46]

Dieses Kapitel „Zuverlässigkeitsanalysen im Übertragungsnetz“ umfasst vier Unterkapitel. Im ersten Abschnitt werden die Eingangsgrößen der Zuverlässigkeitsberechnung beschrieben. Es wird dargestellt, welche Daten aus der Historie des Betriebs des Übertragungsnetzes gewonnen werden und für die Bewertung des Übertragungsnetzes verwendet werden. Das zweite Kapitel beschäftigt sich mit den Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung. Es wird gezeigt, welche elementaren Methoden verfügbar sind und wie diese aufgebaut sind. Anschließend werden die Zuverlässigkeitskenngößen

vorgestellt, welche zur Ergebnisbeschreibung von probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnungen zur Verwendung kommen. Im letzten Abschnitt sind die Vorteile von altersabhängigen Ausfallraten und unterschiedlichen Lastzuständen für die Bewertung von Übertragungsnetzen gezeigt.

4.1 Zuverlässigkeitsdaten und Ausfallmodelle der Betriebsmittel

Die Eingangsgrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen sind die Ausfallmodelle und Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel. Diese geben die Verfügbarkeit der einzelnen Bestandteile des Übertragungsnetzes an.

Die Nichtverfügbarkeit eines Betriebsmittels kann ein weites Spektrum an Folgekosten, Ausdauer und Beeinträchtigung generieren. Um diese Fälle klassifizieren zu können, gibt es in den Störungsstatistiken des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) bzw. der Vorgängerorganisation Verband der Netzbetreiber (VDN) eine Unterscheidung in Ausfallmodellen [25] [46]. Diese sind wie folgt:

- **Common-Mode-Ausfall (COM):**

Gleichzeitiger Ausfall mehrerer Komponenten aufgrund einer gemeinsamen Ursache.

- **Einfachausfall mit Schutzauslösung mit kurzer/langer Aus-Dauer (EASkurz/lang)**

Einfachausfall mit Ausschaltung durch Schutz. Es wird nach kurzen und langen Aus-Dauern unterschieden, weil sich nach Schutzauslösungen ein großer Teil der Aus-Dauern im Bereich weniger Minuten (Störungen ohne Schäden) und damit außerhalb der üblichen Dauern für Reparaturmaßnahmen befindet.

- **Leistungsschalterversager (LVS)**

Abhängiges Versagen des Leistungsschalters im Fehlerfall mit Ausweitung der Ausschaltung auf den Reserveschutzbereich.

- **Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall (MEM)**

Abhängiger Ausfall mehrerer Komponenten in Netzen mit Erdschlusskompensation oder mit isoliertem Sternpunkt, der mit einem stehenden Erdschluss auf einer Komponente beginnt. Ein Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall liegt vor, wenn auf Grund der stationären Erhöhung der Leiter-Erde-Spannung in

den fehlerfreien Leitern ein oder mehrere weitere Erdschlüsse auftreten, die zum zeitlich überlappenden Ausfall von mindestens zwei Komponenten führen.

- **Schutzüberfunktion (SUE)**

Nichtselektives und ungewolltes Auslösen des Schutzes im Fehlerfall.

- **Schutzversager (SVS)**

Abhängiges Versagen des Schutzes im Fehlerfall mit Ausweitung der Ausschaltung auf den Reserveschutzbereich.

- **Spontane Schutzüberfunktion (SPS)**

Ungewolltes Auslösen des Schutzes, ohne dass ein elektrischer Fehler im Netz ansteht.

- **Stehender Erdschluss (E1P)**

Stehender Erdschluss in Netzen mit Erdschlusskompensation oder mit isoliertem Sternpunkt – der allein jedoch nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führt.

- **Unabhängiger Einfachausfall (UNE)**

Ausfall einer Komponente, für dessen Eintritt keine Abhängigkeit zu Störungen oder Ausfällen anderer Komponenten besteht (zusammengesetztes Ausfallmodell aus Einfachausfällen mit Schutzauslösung und unverzügter Handausschaltung).

- **Unverzögerte Handausschaltung (UHA)**

Einfachausfall mit Ausschaltung von Hand. Die Ausschaltung muss zur Vermeidung von Gefährdungen, Schäden oder Störungsausweitungen sofort stattfinden, ohne dass vorher Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung der Verbraucher ergriffen werden können.

- **Verzögerte Handausschaltung (VHA)**

Einfachausfall mit Ausschaltung von Hand, wobei im Gegensatz zur unverzügten Handausschaltung vor der Handausschaltung eine beschränkte Zeitspanne zur Verfügung steht, um Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung der Verbraucher zu ergreifen.

Für die weitere Betrachtung in dieser Arbeit wird nur die Störungshäufigkeit des Einfachausfalls mit Schutzauslösung und langer Aus-Dauer verwendet. Bei diesem Ausfallmodell ist zwangsläufig mit einer Reparaturmaßnahme zu rechnen, welche eine längere Nichtverfügbarkeit des Betriebsmittels verursacht. Bei den weiteren Ausfallmodellen ist die Ursache der Fehlfunktion zumeist von externer Ursache und ist mit einer gesteigerten Instandhaltung nicht beeinflussbar [47].

4.1.1 Definitionen zu den Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitskenndaten geben die Verfügbarkeit der Betriebsmittel an. Mit den Gleichungen (4.1) - (4.3) werden die elementaren Größen definiert. Die Ausfallrate λ , welche in der Literatur auch unter dem Namen Hazard-Rate bekannt ist, gibt an, wie viele Objekte in einer Zeiteinheit durchschnittlich ausfallen. Das Pendant dazu ist die Instandsetzungsrate μ , welche der Kehrwert des statistischen Mittelwerts für die durchschnittliche Reparaturdauer ist. Ausfalldauer T_a und Reparaturzeit werden dabei als gleich angenommen, d.h., es wird vorausgesetzt, dass die Ausfallzeit nur durch die Reparaturzeit bedingt ist. Sonstige Einflüsse wie z. B. nicht vorhandene finanzielle Mittel für die sofortige Reparatur, werden nicht berücksichtigt.

Die Ausfallhäufigkeit H gibt die Anzahl der Ausfälle eines Betriebsmittels an. Ist die Reparaturdauer im Vergleich zur Betriebsdauer sehr klein, können ihr Kehrwert und Ausfallrate gleich gesetzt werden.

$$\lambda = \frac{1}{T_b} \quad (4.1)$$

$$\mu = \frac{1}{T_a} \quad (4.2)$$

$$H = \frac{\lambda \cdot \mu}{\lambda + \mu} \quad (4.3)$$

λ Ausfallrate in 1/a

μ Instandsetzungsrate in 1/a

T_a Ausfalldauer in a

T_b Betriebszeit in a

H Ausfallhäufigkeit in 1/a

4.1.2 VDN Störungsstatistik – Grundlegende Eingangsgrößen

Die Verfügbarkeit der Betriebsmittel wird mit den Zuverlässigkeitskenndaten angegeben, die aus den historischen Daten der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland ermittelt werden. Diese wurde Jahrzehnte vom Verband der Elektrizitätswirt-

schaft (VDEW) bereitgestellt, welcher nach einer Restrukturierung in das Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE eingegliedert wurde und diese Aufgabe übernommen hat [48]. Dieser Verband sammelt die Ausfallstatistiken von allen Energieversorgungsunternehmen und wertet sie aus. Gleichung (4.4) zeigt dabei die Bestimmung der Ausfallhäufigkeit aus der Grundgesamtheit aller Ausfälle N im Betrachtungszeitraum des Betriebsmitteltyps und n_F der Anzahl der Ausfallereignisse innerhalb des Ausfallmodells des Betriebsmittels.

$$\lambda_{\emptyset} = \frac{n_F}{N} \quad (4.4)$$

n_F Anzahl der Ausfallereignisse in 1/a
 λ_{\emptyset} durchschnittliche Ausfallrate in 1/a
 N Grundgesamtheit der Betriebsmittel

Die durchschnittlichen Ausfallraten λ_{\emptyset} des Gesamtportfolios und die mittlere Ausfalldauer $T_{a\emptyset}$ aus der VDN-Störungsstatistik mit Einfach-Ausfall mit langer Ausdauer sind für alle relevanten Betriebsmittel des 380-kV-Höchstspannungsnetzes in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

Tabelle 4.1: VDN-Störungsstatistik für das 380-kV-Höchstspannungsnetz [25]

Betriebsmittel	$\lambda_{\emptyset} / 1/a$	$T_{a\emptyset}$ in h
Abgangstrennschalter	0,000513	67,63
Freileitung ¹	0,001562	5,34
Leistungsschalter	0,001473	64,69
Sammelschiene ²	0,00032	6,35
Scherentrennschalter ³	-	-
Leistungstransformator	0,006411	65,99

¹Freileitungswerte bezogen auf einen Kilometer

²Sammelschieneausfallraten sind von der Feldanzahl abhängig

³Ausfallrate von Scherentrennschaltern sind in Sammelschiene mit berücksichtigt

4.1.3 Altersabhängige Betriebsmittelausfallraten – genauere Eingangsgrößen

Die Qualität einer Übertragungsnetzbewertung ist immer von Qualität und Quantität der Eingangsgrößen abhängig. Erfahrungen aus der Finanzwelt zeigen, dass die Verwendung von Mittelwerten, bzw. eine unzureichende Messung des Marktrisikos eine Unterschätzung des Gesamtrisikos zur Folge haben kann [49]. Um ein genaueres Wissen über die Zuverlässigkeit der Betriebsmittel zu erhalten, sind altersabhängige Ausfallraten und Ausfalldauern der Betriebsmittel nötig. Da die Datenakquise in diesem Bereich

sehr schwierig ist, wird basierend auf mehreren Eingangsgrößen diese hergeleitet. Als Eingangsgrößen werden dabei die Störungsstatistiken des VDN/FNN und die Altersverteilung der Betriebsmittel verwendet, um die altersabhängigen Ausfallraten zu erstellen.

Das Alter der Betriebsmittel wird zur Reduzierung der Datenmenge in acht Altersklassen AK eingeteilt. Die Altersklassen, die für alle Betriebsmittelgruppen gleich sind, sind in Tabelle 4.2 zu finden.

Tabelle 4.2: Einteilung der Altersklassen

Altersklasse AK	Alter der Betriebsmittel
1	0 - 5 Jahre
2	5 - 10 Jahre
3	10 - 15 Jahre
4	15 - 20 Jahre
5	20 - 25 Jahre
6	25 - 30 Jahre
7	30 - 40 Jahre
8	40 Jahre und älter

In Abbildung 4.2 ist die Altersverteilung für die Betriebsmittel Drehtrennschalter (DIS), Freileitung (OHL), Leistungsschalter (CB), Sammelschiene (BB) und Leistungstransformatoren (PTR) dargestellt. Diese fünf Betriebsmittelgruppen werden bei den Zuverlässigkeitsberechnungen berücksichtigt, weitere Betriebsmittel, wie z. B. Strom- und Spannungswandler, gehen nicht direkt in die Berechnungen ein, können aber implizit durch einen Offset beim Leistungsschalter berücksichtigt werden. Diese befinden sich im selben Bereich der Komponentenabgrenzung.

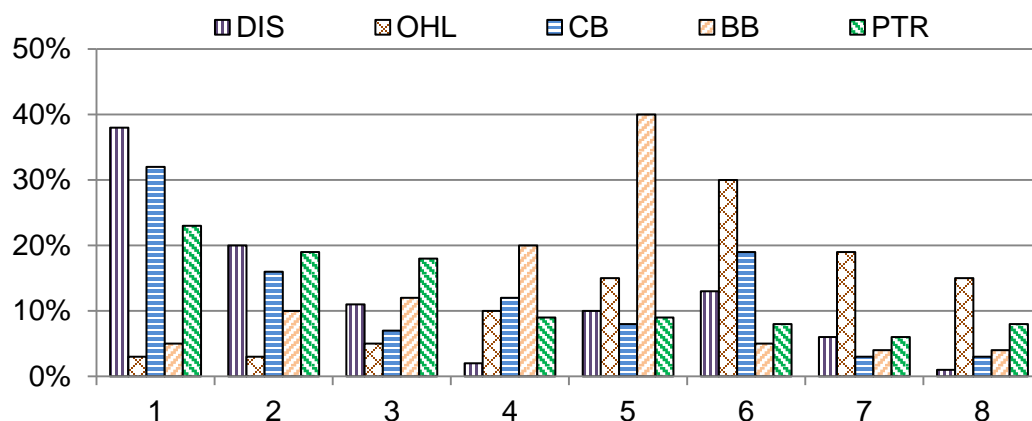


Abbildung 4.2: Prozentuale Altersverteilung nach Betriebsjahre der Betriebsmittel im 380-kV-Übertragungsnetz nach Altersklasse AK [50]

Eine weitere Annahme, die zur Erstellung der Exponentialfunktionen für die altersabhängige Ausfallrate λ_{AK} der einzelnen Betriebsmittel verwendet wird, ist die Festlegung der maximalen Ausfallrate. Diese wird konservativ auf die der doppelten Durchschnittsausfallrate begrenzt [7]. Ein weiterer Stützpunkt für die Ermittlung der Exponentialfunktion ist die Voraussetzung, dass die durchschnittliche Ausfallrate λ_{\emptyset} für die Betriebsmittel mit der durchschnittlichen Altersklasse AK_{\emptyset} gilt. Gleichung (4.5) zeigt die allgemeingültige Exponentialfunktion für die Bestimmung der altersabhängigen Ausfallraten $\lambda(AK)$.

$$\lambda(AK) = \lambda_{\emptyset} \cdot e^{\frac{\ln(2)}{8 - AK_{\emptyset}} \cdot (AK - AK_{\emptyset})} \quad (4.5)$$

$\lambda(AK)$ altersabhängige Ausfallrate in 1/a

λ_{\emptyset} durchschnittliche Ausfallrate in 1/a

AK_{\emptyset} Durchschnittsaltersklasse der Betriebsmittelgruppe

AK Altersklasse des Betriebsmittels

Die Angaben des Gruppendurchschnittsalters AK_{\emptyset} der einzelnen Betriebsmittelgruppen sind in Tabelle 4.3 zu finden. Die Werte für die Freileitungen sind, wie auch zuvor, auf einen Kilometer bezogen. Zusätzlich kann dieser Tabelle die altersabhängigen maximalen und minimale Ausfallraten $\lambda(AK)$ der einzelnen Betriebsmittelgruppen entnommen werden, d.h. für die Altersklasse $AK = 1$ und $AK = 8$.

Tabelle 4.3: Funktionswerte der altersabhängigen Ausfallraten $\lambda(AK)$ der Betriebsmittel

Betriebsmittel	AK_{\emptyset}	$\lambda_{AK(1)} / 1/a$	$\lambda_{AK(8)} / 1/a$
Abgangstrennschalter	2,91	0,00030503	0,001026
Freileitung	5,72	0,00037196	0,003124
Leistungsschalter	3,30	0,00104304	0,002929
Sammelschiene	4,31	0,00017185	0,000640
Leistungstransformator	3,50	0,00436201	0,012822

In Abbildung 4.3 sind die ermittelten altersabhängigen Ausfallraten für die fünf Betriebsmittelgruppen und acht Altersklassen zu sehen. Auf der rechten Seite ist eine zusätzliche Ordinatenachse für die Leistungstransformatoren eingefügt. Die Ausfallraten der Leistungstransformatoren sind um ein vielfaches höher als die der restlichen Betriebsmittelgruppen.

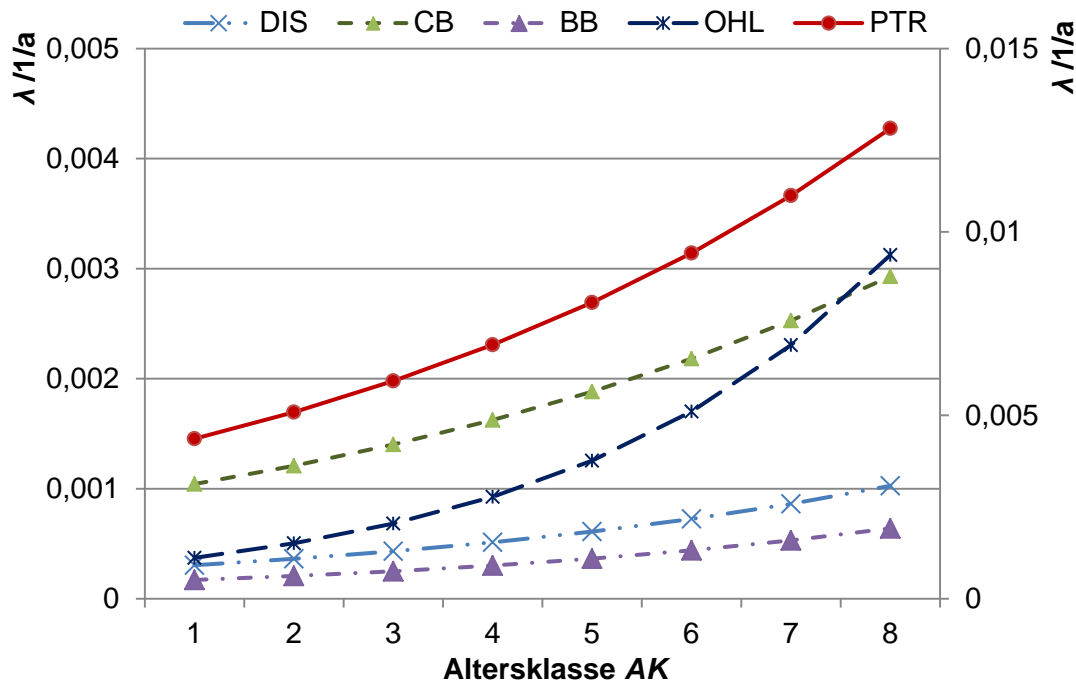


Abbildung 4.3: Altersabhängige Ausfallraten $\lambda(AK)$ der Betriebsmittel im 380-kV-Übertragungsnetz [50]

Linke Ordinate: Freileitungen (OHL),
Drehtrennschalter (DIS),
Leistungsschalter (CB),
Sammelschiene (BB)

Rechte Ordinate: Leistungstransformator (PTR)

Bei den Ausfalldauern T_a sind ebenfalls erhebliche Abweichungen vom Mittelwert zu erwarten. Mangels weiterer Eingangsdaten konnte hier keine Verfeinerung erfolgen, und es wird mit den durchschnittlichen Ausfalldauern T_{a0} aus der Störungsstatistik gerechnet [25].

Mit diesen Zuverlässigkeitskenndaten können die Zuverlässigkeitsberechnungen durchgeführt werden, welche folgend im Detail erklärt werden. Des Weiteren wird eine Gegenüberstellung der Standardwerte und der altersabhängigen Ausfallraten gezeigt.

4.2 Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung

Die annähernd unterbrechungsfreie elektrische Energieversorgung hat für den Wirtschaftsstandort Deutschland eine hohe Priorität. Um diese hohe Verfügbarkeit zu erhalten bzw. weiter zu verbessern, sind Zuverlässigkeitsberechnungen nötig, um die Auswirkungen von Betriebsmittelausfällen festzustellen und die nötigen Maßnahmen und Möglichkeiten zur Wiederversorgung durch z. B. Umschaltungen zu ermitteln. Es

gibt zwei unterschiedliche Verfahren von Zuverlässigkeitsberechnungen und diese sind wie folgt:

- Deterministisches Verfahren ((n-1) Kriterium)
- Probabilistisches Verfahren

Das (n-1)-Kriterium ist ein *deterministisches Verfahren*, welches noch immer grundlegend bei der Netzplanung berücksichtigt wird. Bei dieser Berechnung wird geprüft, ob auch bei einem Ausfall eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gegeben ist, d.h., alle Verbraucher und Netzeinspeisungen unterbrechungsfrei und vollständig mit dem Übertragungsnetz verbunden sind. Des Weiteren müssen dabei alle Spannungsgrenzen eingehalten, keine thermischen Überlastungen der restlichen im Betrieb befindlichen Betriebsmittel auftreten, der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom darf an keinem Netzknoten bei einem weiteren Fehler das Schaltvermögen des bezüglichen Leistungsschalters überschreiten und es darf zu keiner Störungsausweitung kommen [51] [52]. Als Gegenmaßnahme dürfen alle Anlagen, auch im Bereich der Verteilnetzebene, mit einbezogen werden, um Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden [53].

Mit einer *probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung* können zusätzlich quantitative Aussagen zur Versorgungssicherheit getroffen werden. Die Häufigkeit und Dauer von Unterbrechungen der Verbindung des Übertragungsnetzes zum Verbraucher und der Erzeugungseinheiten können berechnet werden. Zusätzlich werden die Möglichkeiten geprüft, mit Umschaltmaßnahmen und veränderten Kraftwerksbetrieb in der Netzzone die vollständige oder teilweise Wiederversorgung der Verbraucher nach einer Versorgungsunterbrechung zu erreichen. Es können strukturelle Schwachstellen festgestellt und unterschiedliche Ausbaumaßnahmen quantitativ miteinander verglichen werden [54].

Der Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung besteht aus vier Hauptbestandteilen, welche zwingend in der gegebenen Reihenfolge durchlaufen werden müssen, und ist in Abbildung 4.4 zusammengefasst.

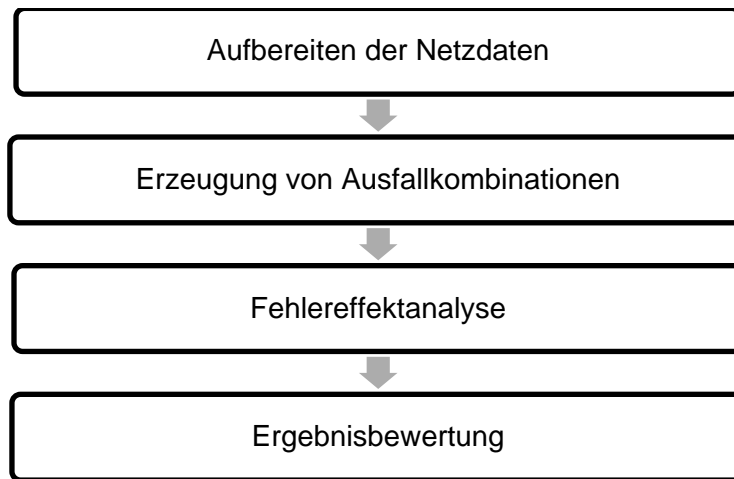


Abbildung 4.4: Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung

Die *Aufbereitung der Netzdaten* ist der Ausgangspunkt der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung. Zusätzlich zu den Daten des Übertragungsnetzmodells werden zur Ermittlung der Lastflüsse die Schaltanlagentopologie, Schutzkonfigurationen und die Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel erfasst [55]. So ist z.B. die Dauer für fernbediente Umschaltmaßnahmen für die Wiederversorgung anzugeben. Des Weiteren kann die Priorität des Lastabwurfs angegeben werden, d.h. Verbraucher, die eine übergeordnete Rolle spielen, werden versucht so lange wie möglich am Netz zu behalten [56].

Die *Erzeugung von Ausfallkombinationen* kann mit zwei verschiedenen Methoden erstellt werden. Es gibt die systematische Methode, welche auch Enumeration genannt wird, die alle Ausfallzustände bis zur gewünschten Anzahl der gleichzeitig ausgefallenen Betriebsmittel erzeugt. Es wird für jede Ausfallkombination eine oder mehrere der unterschiedlichen Ausfallarten verwendet. Durch überlappende Einfachausfälle können z.B. Mehrfachausfälle entstehen. Beispielhaft dafür sind z.B. Fehler während Wartungsarbeiten oder Schwierigkeiten bei einfachen Fehlern durch Schutzversager oder Schutzüberfunktionen. Eine Alternative dazu bietet die Monte-Carlo-Simulation. Diese stellt das Störungsgeschehen im Netz innerhalb eines Zeitraums nach, bei dem einzelne Betriebsmittelausfälle zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden. Eine Limitierung der Ausfallkombinationen wird durch die Störungsstatistiken vorgegeben. So werden z.B. die Reparaturdauern, Ausfallraten und die mittlere Verfügbarkeit der Betriebsmittel bis zum nächsten Fehlereintritt berücksichtigt, um eine real mögliche Anzahl an Fehlern zu erhalten [57].

Die *Fehlereffektanalyse (FEA)* erfolgt für alle erstellten Ausfallkombinationen. Deren erster Schritt ist die Freischaltung des Fehlers in Bezug auf den Auslösebereich des Netzschutzes. Anschließend wird geprüft, ob durch diese Schaltmaßnahme Verbraucher oder Kraftwerkseinspeisungen beeinflusst, Spannungsbänder eingehalten und die Bemessungsleistungen der Betriebsmittel nicht überschritten werden. Falls es zur Verletzung einer dieser Punkte kommt, wird versucht, durch Umschaltmaßnahmen den Netzbetrieb so anzupassen, dass eine volle oder teilweise Wiederversorgung der Kunden bzw. eine Einspeisung des betroffenen Kraftwerks erfolgen kann. Zusätzlich können zeitweise Überbelastungen der Betriebsmittel definiert werden, so dass bis zur Umschaltung keine Unterbrechung bzw. Lastabwurf stattfinden muss. Am Ende der Bearbeitung einer Ausfallkombination steht der probabilistisch formulierte Anteil dieser Kombination zum Ergebnis der Zuverlässigkeitsberechnung des untersuchten Netzes. Das Ergebnis wird mit den Zuverlässigkeitskenngrößen beschrieben [55] [57] [58].

Die *Ergebnisbewertung* ist der letzte Abschnitt der Zuverlässigkeitsberechnung. Die Zuverlässigkeitskenngrößen können in Bezug auf den Verbraucher/Erzeuger als auch auf das Betriebsmittel orientiert ausgewertet werden. Wie bei dem deterministischen $(n - 1)$ -Kriterium ist die Betriebsmittel bezogene Auswertung ein ausfallorientiertes Kriterium, d.h., jede Netzstörung wird daraufhin bewertet, ob eine Versorgungsunterbrechung auftritt, bzw. wie weit die Versorgung/Einspeisung limitiert ist. Als Gegenstück dazu fungiert die Verbraucher/Erzeuger-orientierte Auswertung. Diese betrachtet die summierte Beeinflussung der Betriebsmittelausfälle auf die einzelnen Netzknoten, welche mit Erzeugungseinheiten und Lasten verbunden sind. Zusätzlich können hier einzelne Netzknoten extrahiert werden, d.h., der Eigenbedarf von Kraftwerken bzw. der Ausfall des Maschinenbetriebs eines Pumpspeicherkraftwerks werden bei den Ergebnissen nicht berücksichtigt. Bei den Erzeugungsknoten können ebenfalls einzelne Knoten aus den Berechnungen herausgenommen werden. So kann z.B. das veränderte Verhalten von Kuppelstellen unberücksichtigt bleiben. Diese Auswertungen können somit die Versorgungssicherheit der individuellen Verbraucher (in dieser Arbeit die 110-kV-Netzgruppen) bzw. Erzeugungseinheiten bestimmt werden. Auf der Seite der Erzeugung wäre die Nichtverfügbarkeit der Netzverbindung bei Braunkohlekraftwerken besonders teuer. Der Lastgradient dieses Kraftwerkstyps ist sehr niedrig und die Wiederanfahrkosten sind hoch [59] [60].

Bei den Zuverlässigkeitsberechnungen für diese Arbeit sind keine Erzeugungsanlagen und unterlagerte Regeltransformatoren in den 110-kV-Netzgruppen berücksichtigt. Des Weiteren sind auch zusätzlich kurzfristige Grenzwertverletzungen in Hinblick auf die Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder, Kurzschlussleistungen,

Überlastung) nicht erlaubt. Ohne diese strenge Limitierung hätten keine Schwachpunkte (Verletzung (n-1)-Kriterium) probabilistisch ausgewertet werden können [61].

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung werden mit den Zuverlässigkeitskenngrößen ausgegeben. Diese werden im nächsten Kapitel erläutert, und die Auswahl für die Risikobestimmung wird in dieser Arbeit bestimmt.

4.3 Zuverlässigkeitskenngrößen – quantitative Aussagen zum Übertragungsnetz

Die Zuverlässigkeitskenngrößen quantifizieren unter Berücksichtigung der Kenndaten Netztopologie und Umschaltdauer, die Zuverlässigkeit der Versorgung der Kunden und die Möglichkeit der Einspeisung der Kraftwerke. Die Zuverlässigkeitskenngrößen dienen zur quantitativen Darstellung der Ergebnisse. Die fünf Basiskenngrößen sind Ausfallhäufigkeit H , unterbrochene Leistung P_q , Nichtverfügbarkeit Q und die nicht zeitgerecht gelieferte oder eingespeiste Energie W an einem Netzknoten, der mit einer Kraftwerkseinspeisung oder einem Verbraucher (Last) verbunden ist. Die Abkürzungen, Einheiten und eine Kurzbeschreibung dieser Größen sind in der Tabelle 4.4 zusammengefasst.

Tabelle 4.4: Die Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung

Kenngröße	Einheit	Beschreibung
H	1/a	Häufigkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen am Netzknoten
P_q	MW/a	Unterbrochene Leistung der Ausfallkombination
Q	min/a, h/a	Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen
T	min, h	Zu erwartende Dauer der Versorgungsunterbrechungen
W	MWh/a	Menge der nicht gelieferten Energie

Die unterbrochene Leistung P_q ist eine quantifizierte Größe und ist ein Produkt der Unterbrechungshäufigkeit H , bei Bezug auf Netzknoten, oder Ausfallrate λ , bei Bezug auf Betriebsmittel, und der tatsächlich unterbrochenen Leistung P der Ausfallkombination. Die Defizitwahrscheinlichkeit Q und Fehlenergiemenge W sind abgeleitete Größen und werden mit den Gleichungen (4.6) und (4.7) bestimmt.

$$Q = T \cdot H \quad (4.6)$$

$$W = T \cdot P_q \quad (4.7)$$

Die fünf Zuverlässigkeitskenngrößen können zu unterschiedlichen Bezugssystemen ermittelt werden. So können die Auswirkungen auf die einzelnen Netzknoten n mit angeschlossener Einspeisung oder Last bestimmt werden. Die Knoten mit angeschlossener Kraftwerk werden mit dem Index G (Generation) und bei angeschlossener Last mit dem Index C (Consumer) gekennzeichnet. Als weiteres Bezugssystem wird die berücksichtigte Ausfallkombination i verwendet, bei der die verursachten unterbrochenen Leistungen, Fehlenergien und Ausfalldauern für Verbraucher und Erzeugungseinheiten bestimmt werden. Zusätzlich zu den individuellen Ausfallwahrscheinlichkeiten werden die summierte Ausfallwahrscheinlichkeit für alle Erzeugungsknoten, Gleichung (4.8), und Lastknoten, Gleichung (4.9), bestimmt. Bei der summierten Lastknotenbetrachtung werden nur 110-kV-Netzgruppen berücksichtigt. Die Lasten des Eigenbedarfs der Kraftwerksblöcke werden hier nicht betrachtet.

$$H_G = \sum_{n=1}^m H_{G,u} \cdot \Theta(W_{G,u}) \quad (4.8)$$

$$H_C = \sum_{n=1}^m H_{C,i} \cdot \Theta(W_{C,i}) \quad (4.9)$$

H_C	Summierte Ausfallhäufigkeit der 110-kV-Netzgruppenlastknoten in 1/a
H_G	Summierte Ausfallhäufigkeit der Generatorknoten in 1/a
$H_{C,i}$	Summierte Ausfallhäufigkeit des Lastknotens i aller Ausfallkombinationen in 1/a
$H_{G,u}$	Summierte Ausfallhäufigkeit des Generators u aller Ausfallkombinationen in 1/a
$W_{C,i}$	Fehlenergiemenge am Lastknoten i in MWh
$W_{G,u}$	Fehlenergiemenge am Generatorknoten u in MWh
$\Theta(x)$	Heaviside-Funktion von x

In den Zuverlässigkeitsberechnungen werden beide Bezugssysteme, Auswirkung der Ausfallkombination und Auswirkungen auf die Netzknoten, verwendet. Bei der verbraucherbezogenen Auswertung wird die Verfügbarkeit der 110-kV-Netzgruppen ermittelt.

Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 4.5 der Aufbau einer Einspeisung der 110-kV-Netzgruppe I zu sehen. Das angeschlossene Lastelement (Vertikale Last der Netzgruppe I) an der 110-kV-Sammelschiene (BB Netzgruppe I) repräsentiert die vertikale Netzlast dieser Netzgruppe. Die Einspeisung erfolgt über das 380-kV-Übertragungsnetz mit zwei 420 kV / 123 kV-Leistungstransformatoren (PTR I & PTR II) und aus dem 220-kV-Sub-Übertragungsnetz mit zwei 245-kV / 123-kV-Leistungstransformatoren (PTR III & IV). Eine vollständige Verfügbarkeit der Einspeisung der

Netzgruppe liegt vor, wenn die vertikale Last an der 110 kV Sammelschiene innerhalb des zulässigen Spannungsbereichs geliefert werden kann. Für nötige Umschaltmaßnahmen in der Zuverlässigkeitsberechnung sind die Schaltgeräte (DIS I – VIII; CB I – IV) der 110 kV-Netzgruppen fernbedienbar verfügbar.

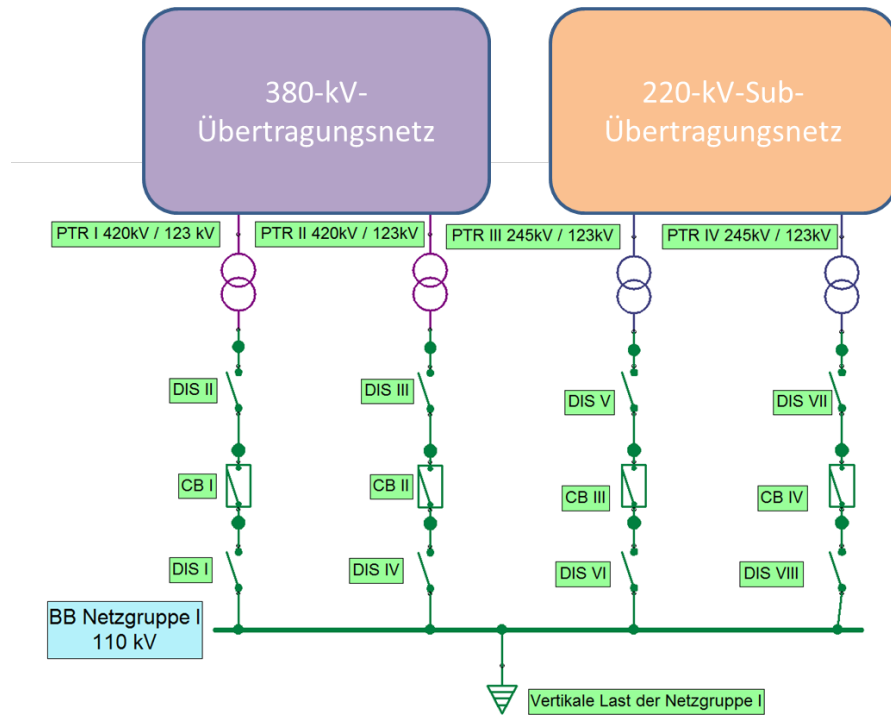


Abbildung 4.5: Anschluss von 110-kV-Netzgruppe

In der Datenbank für die folgende Risikoberechnung werden die in Tabelle 4.5 aufgelisteten Zuverlässigkeitskenngrößen gespeichert. Es werden die individuellen Daten der einzelnen Betriebsmittel abgespeichert, als auch die summierten Werte für die Energie.

Tabelle 4.5: Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen für die Risikobestimmung

Kenngröße	Verbraucher/Erzeuger bezogen	Ausfallkombination bezogen	Gesamt
Ausfalldauer	$T_{C,i}, T_{G,u}$	$T_{C,i}, T_{G,i}$	-
Unterbrochene Leistung	$P_{C,i}, P_{G,u}$	$P_{C,i}, P_{G,i}$	-
Nicht gelieferte Energie	$W_{C,i}, W_{G,u}$	$W_{C,i}, W_{G,i}$	W_C, W_G
Ausfallhäufigkeit	$H_{C,i}, H_{G,u}$	-	H_C, H_G

Im nächsten Unterkapitel werden die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen vorgestellt, um die Notwendigkeit von altersabhängigen Ausfallraten und unterschiedliche Lastszenarios darzustellen.

4.4 Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen

Die Darstellung der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen mit dem Übertragungsnetzmodell erfolgt in drei Abschnitten. Es wird als Ausfallkombination ausschließlich der einfache Ausfall aller Betriebsmittel im 380-kV-Übertragungsnetz des Netzmodells mit Schutzauslösung und langer Ausdauer (EAS lang) verwendet. Die Auswirkung der einzelnen Ausfallkombination des einzelnen Betriebsmittels kann durch unterschiedliche Instandhaltungsmaßnahmen verändert werden. Bei den anderen Ausfallkombinationen, wie z.B. unverzügerte Handabschaltung, sind immer Teilmengen inkludiert, die durch externe Einwirkungen verursacht werden können und nicht beeinflussbar sind.

Grundsätzlich ist bei den Ergebnissen von Zuverlässigkeitsberechnungen zu beachten, dass die erstellten Kenngrößen von Verbraucher und Erzeugungsanlagen nicht deckungsgleich sein müssen, wenn der Slack-Knoten nicht in der Auswertung berücksichtigt wird. Der Ausfall eines Betriebsmittels kann z.B. nur Einfluss auf Kraftwerkseinspeisungen und nicht auf die Versorgung der 110-kV-Netzgruppen haben und umgekehrt. Mit den Kuppelstellen an den Rändern des Netzmodells können Defizitenergien ausgeglichen werden, d.h. die elektrische Energie, die im Übertragungsnetzbereich durch reduzierte Übertragungskapazitäten nicht zum Verbraucher bereitgestellt werden kann, wird über diesem Wege exportiert oder die nicht durch das Netzmodell gedeckt werden kann, wird aus benachbarten Übertragungsnetzen importiert, falls dieses die Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zulassen. Bei den gezeigten Ergebnissen kann auf eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums geschlossen werden. Hiermit soll darauf hingewiesen werden, dass anders als bei der realen Bestimmung mit dem deterministischen Verfahren keine kurzfristige Überlastung der Betriebsmittel, Unterschreitung der Mindestspannung oder Beteiligung der Kraftwerke unterhalb des 220-kV-Sub-Übertragungsnetzes berücksichtigt werden. Diese zusätzliche Restriktion wird ergriffen, um die Schwachstellen bzw. Risikoschwerpunkte des 380-kV-Übertragungsnetzes zu bestimmen. Andernfalls ist mit den normalen Last-Szenarien keine Feststellung von systematischen Problemen möglich.

Im nächsten Unterkapitel 4.4.1 werden die Resultate für das Spitzenlast-Szenario detailliert dargestellt. Ein Vergleich des Spitzenlast-Szenarios mit den anderen Last-Szenarien erfolgt im Abschnitt 4.4.2. Die Unterschiede der altersabhängigen gegenüber den durchschnittlichen Ausfallraten werden im Abschnitt 4.4.3 gezeigt.

4.4.1 Spitzenlastszenario – maximale vertikale Netzlast

Das Spitzenlastszenario ist der Betriebszeitpunkt des Übertragungsnetzes mit der höchsten vertikalen Netzlast und der höchsten Einspeisung der Kraftwerke. Die Ergebnisse in diesem Unterkapitel sind mit den Ausfalldaten der VDN-Störungsstatistik erstellt worden. In Tabelle 4.6 sind die Zuverlässigkeitskenngrößen für dieses Szenario zusammengefasst. Die Verhältnisse der Nichtverfügbarkeiten in Bezug auf die Betriebsmittelgruppen für Erzeugungsanlagen und Verbraucher sind unterschiedlich. Für die Hälfte der Gesamtdefizitenergie bei den Verbrauchern sind die Leistungstransformatoren verantwortlich. In Bezug auf die Erzeuger ist diese Betriebsmittelgruppe nur für knapp acht Prozent verantwortlich. Die summierte Ausfallwahrscheinlichkeit für Verbraucher liegt bei etwa 0,4107 1/a, d.h. dass zu 41 % eine Versorgungsbeeinträchtigung von mindestens einer 110-kV-Netzgruppe zu erwarten ist, falls das Spitzenlastszenario für alle 8760 h des Jahres eintreten würde. Dabei ist mit einer Defizitenergie von 30,943 GWh rechnen, was etwa 0,02 % (30,943 GWh / 165,56 TWh) der Gesamtenergie aller vertikalen Netzlasten bedeutet. Bei der Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen ergibt sich eine höhere summierte Ausfallwahrscheinlichkeit, die Fehlenergiemenge ist aber deutlich geringer.

Tabelle 4.6: Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung im Spitzenlast-Szenario

Betriebsmittel	Erzeuger bezogen		Verbraucher bezogen	
	$H_G / 1/a$	$W_G / \text{MWh/a}$	$H_C / 1/a$	$W_C / \text{MWh/a}$
Sammelschiene (BB)	0,0716	195	0,0160	252
Leistungsschalter (CB)	0,1517	3.912	0,0721	7.569
Drehtrennschalter (DIS)	0,0185	921	0,0102	2.832
Freileitungen (OHL)	0,1885	1.126	0,2097	5.106
Leistungstransformatoren (PTR)	0,0705	566	0,1025	15.184
Summe	0,5009	6.720	0,4107	30.943

H_G Summierte Ausfallhäufigkeit der Lastknoten in 1/a

H_C Summierte Ausfallhäufigkeit der Generatorknoten in 1/a

W_C Summierte Fehlenergiemenge der Lastknoten in 1/a

W_G Summierte Fehlenergiemenge der Generatorknoten in 1/a

Die Beeinträchtigung der Einspeisung in die 110-kV-Netzgruppen ist uneinheitlich. Die summierten Kenngrößen der Fehlenergien und Ausfallhäufigkeiten für die 42 verschiedenen 110-kV-Netzgruppen, welche auf der Abszisse eingetragen sind, sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Die Kenngrößen beziehen sich auf die Sammelschienen der 110-kV-Netzgruppen, wie in Kapitel 4.3 mit Abbildung 4.5 beschrieben. Es ist zu erkennen, dass die Ausfallhäufigkeiten und Defizitenergie in keinem festen Verhältnis zu einander stehen und dass einige Netzgruppen deutlich reduzierte Kenngrößen haben.

Diese sind die acht Industrienetze, welche eine übergeordnete Priorität besitzen. Diese Netze zeichnen sich dadurch aus, dass alle einspeisenden Leistungstransformatoren in einer lokalen Schaltanlage stehen. Diese Netzgruppen werden erst als Ultima Ratio beim Lastabwurf berücksichtigt.

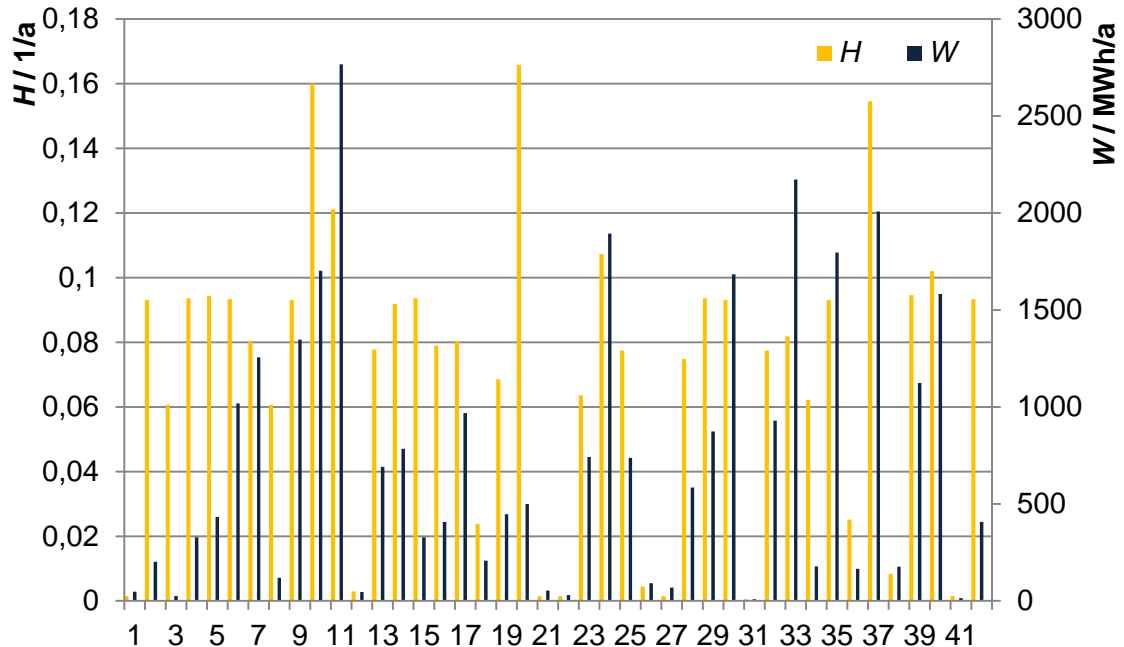


Abbildung 4.6: Kenngrößen (Ausfallhäufigkeit H und nicht gelieferte Energie W_C) der 110-kV-Netzgruppen I im Spitzenlastszenario

Die Zuverlässigkeitskenngrößen in Bezug auf die Erzeugungsanlagen sind in Abbildung 4.7 abgebildet. Die Befähigung des Übertragungsnetzmodells, die Einspeiseleistung der Generatoren u vollständig aufzunehmen, ist nicht für alle Ausfallkombinationen gegeben. Die Einspeisungen, die in die 220-kV-Ebene einspeisen, alle Generatoren $u > 35$, erfahren keine Beeinflussung durch Betriebsmittelausfälle in der höchsten Übertragungsebene. Bei den Kraftwerken mit dem Netzanschluss in der 380-kV-Ebene ist die Verfügbarkeit der uneingeschränkten Netzeinspeisung nur geringfügig schlechter. Die insgesamt zu erwartende Fehlenergiemenge von 6,72 GWh entspricht etwa 0,003 % (6,72 GWh / 264,20 TWh) der Gesamtenergiemenge. Auffällig ist, dass hauptsächlich die „neuen“ Kohlekraftwerke, Baujahr nach 1980, mit dem Redispatch beauftragt werden. Dies geht aus den Fehlereffektbeschreibungen aus den Ergebnisdateien der Netzsimulationssoftware klar hervor.

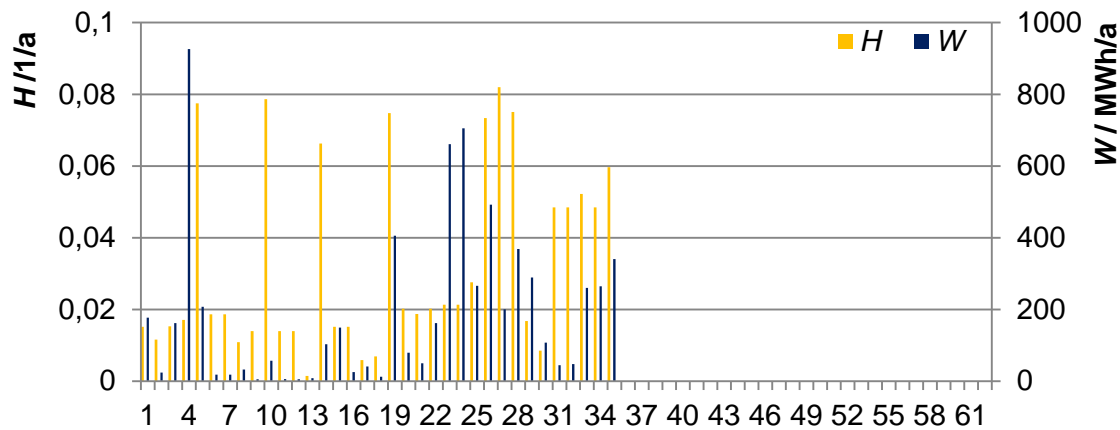


Abbildung 4.7: Kenngrößen der Einspeisung der Generatoren u (Ausfallhäufigkeit H und nicht eingespeiste Energie W_G) im Spitzenlastszenario

Insgesamt ist festzustellen, dass die Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung mit der Ausfallkombination des einfachen Ausfalls mit Schutz auslösung und langer Ausdauer (EAS lang) für alle Betriebsmittel in der 380 kV-Übertragungsnetzebene eine sehr hohe Verfügbarkeit des Gesamtsystems darstellt. Kein Betriebsmittelausfall führt zu einer signifikanten Netzstörung.

4.4.2 Vergleich der Spitzenlast vs. Multilast

Der Vergleich der Kenngrößen des Spitzenlastszenarios mit den restlichen neun Lastszenarien des Übertragungsnetzmodells zeigen, dass das Spitzenlastszenario nicht die kritischsten Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen besitzt. In Abbildung 4.8 sind die summierten Ausfallhäufigkeiten H_C und H_G dargestellt. Es ist zu erkennen, dass vor allem die Schwachlastszenarien, Szenarien 7 – 10, erhöhte Werte besitzen. Die geringste Ausfallhäufigkeit ist im Szenario 3, welches der Starklast zuzuordnen ist, festzustellen.

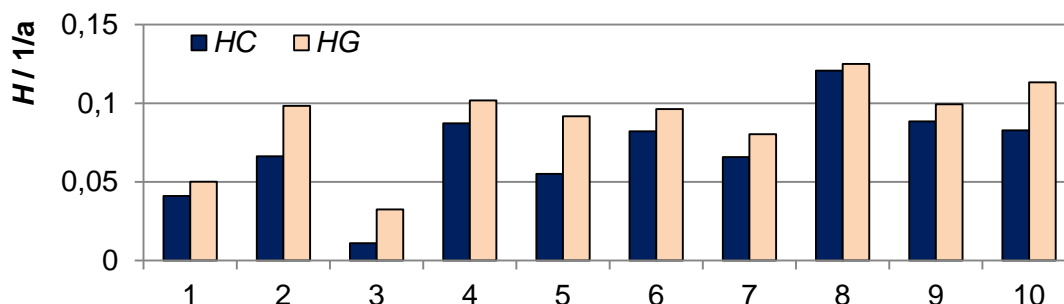


Abbildung 4.8: Summierte Ausfallraten der Lastszenarien k

Beim Vergleich der Defizitenergie W_C und W_G , siehe Abbildung 4.9 ist ebenfalls das Spitzenlastszenario nicht das schlechteste Szenario. Hier zeigen die Szenarien in der Mittellast eine erhöhte Menge an nicht gelieferte Energien an die 110-kV-Netzgruppen. Die Beeinflussung der Kraftwerkseinspeisung ist immer deutlich geringer als die Versorgung der Netzgruppen. Zu erklären ist dies mit der höheren Redundanz der Kraftwerksanbindung bzw. dessen Nähe zu den Kuppelstellen zu den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern. Der Großteil der Erzeugungskapazität der Braun- und Steinkohlekraftwerke steht im westlichen Teil des Netzmodells und kann durch die nahen Übergangspunkte Energie exportieren, falls die Netzsituation es nicht zulässt, diese im Netzgebiet Energie zu liefern.

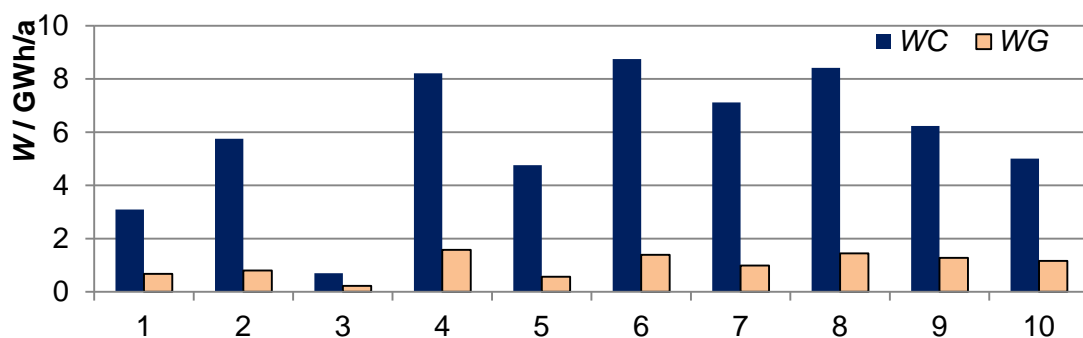


Abbildung 4.9: Fehlenergiemengen der einzelnen Last/Erzeugungsszenarien k

In Tabelle 4.7 sind die summierten Ausfallhäufigkeiten in Bezug auf die Jahresdauer dargestellt. Bei dem Multilastszenario ist festzustellen, dass die Kenngrößen gegenüber dem volljährigen Spitzenlastszenario schlechter sind. Dieses Szenario berücksichtigt die jeweiligen Ausfallhäufigkeiten der zehn Lastszenarien und ist auf die betreffenden Anteil des Jahres normiert. Sowohl die summierte Ausfallhäufigkeit der 110-kV-Netzgruppen (H_C) als auch die der Kraftwerkseinspeisungen (H_G) sind bei dem Multilastszenario deutlich höher.

Tabelle 4.7: Vergleich der Ausfallhäufigkeiten H

Multilastszenario		Spitzenlastszenario	
$H_C / 1/a$	$H_G / 1/a$	H_C in 1/a	$H_G / 1/a$
0,7006	0,8887	0,4107	0,5009

Nach Betrachtung der Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen der zehn Last- und Erzeugungsszenarien, ist festzustellen, dass für die Risikobestimmung, im Gegensatz zu den Verteilnetzen, alle repräsentativen Lastzustände des Übertragungsnetzes berücksichtigt werden müssen. Eine Ausfallkombination erzeugt in jedem Lastszenario

andere Zuverlässigkeitskenngrößen. Auch die Vereinfachung aus dem Verteilnetz, dass das Spitzenlastszenario der Worst-Case ist, trifft hier nicht zu. Die Positionen der Kraftwerke im Netzmodell und deren Einsatzplanung haben einen elementaren Einfluss auf die Zuverlässigkeit.

4.4.3 Vergleich mit altersabhängigen Ausfallraten

Die Verwendung von altersabhängigen Ausfallraten ist in der allgemeinen Zuverlässigkeitsanalyse unüblich. Oft sind die benötigten Daten dafür nicht verfügbar oder der Nutzen wird als zu gering erachtet. Dennoch ist die Verwendung dieser Daten sinnvoll und generiert einen Mehrwert. Die Darstellung erfolgt am Beispiel eines Vergleichs der summierten Fehlenergiemengen der 380-kV-Schaltanlagen. Es werden die Defizitenergiemengen, die durch Betriebsmittel innerhalb einer Schaltanlage sowohl für die Verbraucher (W_C) als auch der reduzierten Einspeisung der Erzeugungsanlagen (W_G) für die durchschnittlichen und altersabhängigen Ausfallraten für die zehn Erzeugungs- und Last-Szenarien aufsummiert. In Abbildung 4.10 ist ein xy-Diagramm des Rankings der Gesamtdefizitenergien der Schaltanlagen, welche alle Betriebsmittel innerhalb der Schaltanlagen erzeugen, der 60 Schaltanlagen mit altersabhängigen, Abszisse, und durchschnittlichen, Ordinate, Ausfallraten dargestellt.

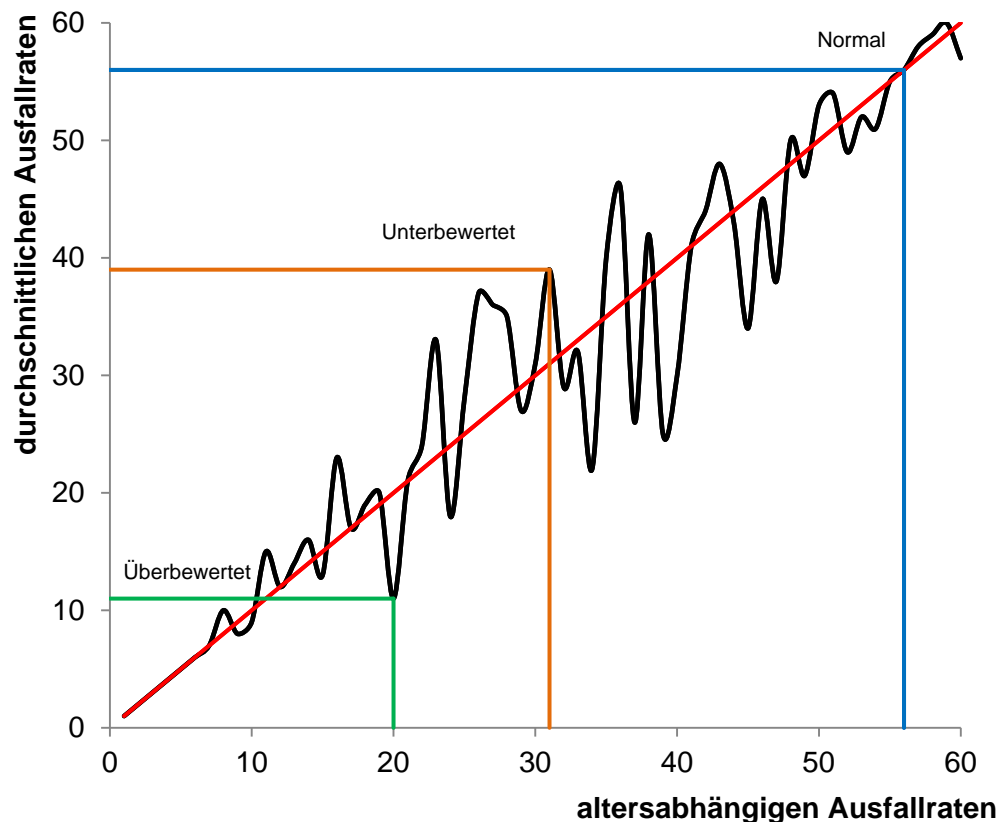


Abbildung 4.10: Ranking der Defizitenergien der Schaltanlagen

Bei einer Altersunabhängigkeit würde eine Regressionsgerade durch den Ursprung entstehen, welche als Anhaltspunkt mit rot in das Diagramm hinzugefügt ist. Schaltanlagen, die oberhalb dieser Geraden liegen, Beispiel mit Markierung Orange, haben durch Berücksichtigung von altersabhängigen Ausfallraten eine höhere Position im Ranking der Fehlenergiemengen eingenommen, d.h. die Bedeutung dieser Schaltanlagen ist unterbewertet. Anlagen die auf der Achse liegen, Beispiel mit der Markierung Blau, sind unabhängig von der Altersberücksichtigung. Mit grün ist das Beispiel einer Schaltanlage gekennzeichnet, welche durch eine Altersberücksichtigung eine geringere Position im Ranking der Fehlenergiemengen einnimmt, d.h. die Bedeutung dieser Unterstation ist überbewertet.

Es ist zu erkennen, dass ein linearer Zusammenhang an den Rändern, Schaltanlagen mit hoher Defizitenergie 1-10 und sehr niedriger Defizitenergie, Schaltanlage 55-60, besteht. Die beiden Rankings der Schaltanlagen sind im Mittelfeld dagegen abweichend und somit ungenau. Dies bedeutet, dass Schaltanlagen mit durchschnittlicher Ausfallenergiemenge W_{GC} mit durchschnittlichen Ausfallraten nur ungenau bewertet werden können.

In Abbildung 4.11 ist zur Verdeutlichung die Veränderung der Defizitenergiemenge ΔW_{GC} pro Schaltanlage dargestellt. Die Reihenfolge von links nach rechts entspricht der Reihenfolge von größter bis kleinster Fehlenergiemenge mit Berücksichtigung der altersabhängigen Ausfallraten.

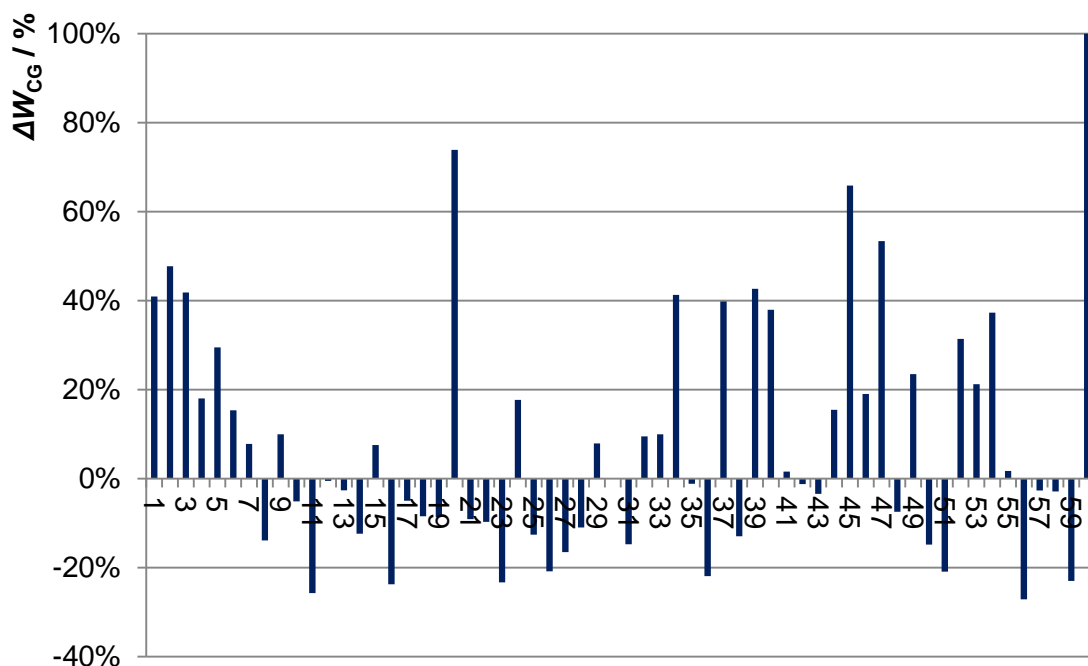


Abbildung 4.11: Unterschiede der summierten Defizitenergien der Schaltanlagen

Es ist festzustellen, dass mit der Verwendung der altersabhängigen Ausfallraten deutliche Unterschiede entstehen. Es kommt zu Unterschieden von -30 % bis +100 % der summierten Werte. Bei den Schaltanlagen mit hoher Bedeutung sind nur Zuwächse bei den Defizitenergien zu sehen. Bei den darauf folgenden Schaltanlagen ist keine Tendenz der Defizitenergie nach der Position zu erkennen. In der Gesamtheit der Defizitenergien, siehe Tabelle 4.8, ist ein deutlicher Zuwachs festzustellen, sowohl bei der nicht eingespeisten Energie aus den Kraftwerken als auch bei der nicht gelieferten Energie bei den Verbrauchern.

Tabelle 4.8: Summierte Defizitenergien W der 380-kV-Schaltanlagen

	W_C / GWh/a	W_G / GWh/a	W_{CG} / GWh/a
Durchschnitt	9,31	57,3	66,64
Altersabhängig	11,23	63,53	74,76
Differenz	+1,92	+6,23	+8,12

W_C Nicht gelieferte Energie an die 110-kV-Netzgruppen in GWh/a

W_G Nicht eingespeiste Energie der Kraftwerke in GWh/a

W_{CG} Summe der beiden Fehlenergie in GWh/a

4.4.4 Erkenntnisse aus den Zuverlässigkeitsanalysen

In den letzten drei Unterkapiteln wurde gezeigt, dass sowohl das Alter als auch die vertikale Netzlast bzw. Netzauslastung berücksichtigt werden müssen, um eine aussagekräftige Bewertung des Gesamtnetzes als auch die des einzelnen Betriebsmittels zu erstellen. Die Vereinfachung aus Verteil- und Verbrauchernetzebene mit der maximalen Beeinflussung des Betriebsmittelausfalls bei Starklast ist nicht anwendbar.

Die wichtigsten und somit risikoträchtigsten Schaltanlagen bzw. Betriebsmittel sind auch mit den durchschnittlichen Ausfallraten bestimmbar, alle folgenden Schaltanlagen und deren Betriebsmittel können mit deren Wichtigkeit nicht mehr bestimmt werden.

Ohne Berücksichtigung der verschiedenen Lastszenarien eines Übertragungsnetzes, welche alle zu erwartenden Lastszenarien des Jahres inkludieren, kann keine Risikobestimmung durchgeführt werden. Viele Betriebsmittelausfälle verursachen in der Mittel- und Schwachlast ihre maximale Beeinflussung auf die Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes.

5 Asset Management im Übertragungsnetz

Dieses Kapitel beschäftigt sich allgemein mit dem Thema Asset Management (AM), dessen Bestandteil und die Anwendung auf das Übertragungsnetz. Es werden die Hierarchien des AM, unterschiedliche Ansätze der Instandhaltung und das Risikomanagement erläutert, welche benötigt werden, um eine effiziente Bewirtschaftung des Übertragungsnetzes zu gewährleisten.

Im ersten Abschnitt werden die allgemeinen Grundlagen des Asset Managements vorgestellt, die im Rahmen dieser Arbeit benötigt werden. Die elementaren Begriffe werden erklärt. Im zweiten Unterkapitel werden die Grundlagen der Instandhaltung dargestellt. Es werden die grundlegenden Definitionen, welche Instandhaltungsstrategien üblich sind und welcher Trend in diesem Bereich seit der Liberalisierung der Energieversorgung zu erkennen ist, vorgestellt. Abschließend werden die Grundlagen des Risikomanagements, welches ein wichtiger Bestandteil des Asset Managements ist, genauer beleuchtet. Es wird dargestellt, welche Daten benötigt werden, um die unterschiedlichen Risiken zu erfassen, und welche Methoden dabei angewendet werden.

5.1 Grundlagen des Asset Management

Allgemein versteht man unter Asset Management die strategische Vorgehensweise, den Einsatz der zur Erreichung der strategischen Geschäftsziele notwendigen Betriebsmittel innerhalb des Unternehmens zu maximieren [62]. Zumeist werden mit dem Begriff „Asset“ in der Literatur die „Anlagen“ oder auch das „Anlagevermögen“ zusammengefasst. Das Ziel des Asset Managements ist, eine nachhaltige Wertschöpfung durch die maximale Gesamteffektivität der Anlagengüter bei maximaler Wirtschaftlichkeit zu erbringen sowie eine optimale Balance zwischen operativen Betriebsaufwendungen und Investitions- bzw. Kapitalkosten zu erreichen. Bezogen auf die elektrische Energieversorgung bedeutet dies, dass die Gesamtkosten in Abhängigkeit zu der Versorgungsqualität stehen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Eine Minimierung der Gesamtkosten kann ausschließlich unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität erfolgen. Eine schlechte Qualität der elektrischen Energieversorgung, die z.B. durch häufige und längere Ausfälle geprägt ist, erzeugt Folgekosten, wie z.B. Reparaturkosten, Umsatzausfälle oder Pönnen für Versorgungsunterbrechungen. Durch einen höheren Aufwand für die Anlagen kann die Versorgungsqualität erhöht und dadurch Folgekosten für Versorgungsunterbrechungen reduziert werden. Die

Kernaufgabe des Asset Managements ist es den optimalen Punkt zu erreichen. Dieser sollte die minimalen Gesamtkosten unter der Berücksichtigung aller Rahmenbedingungen verursachen. So ist z.B. im Energiewirtschaftsgesetz verankert, dass die elektrische Energieversorgung eine hohe Versorgungssicherheit für alle Teilnehmer als auch die technische Sicherheit für alle Anlagen gewährleisten sein müssen [63].

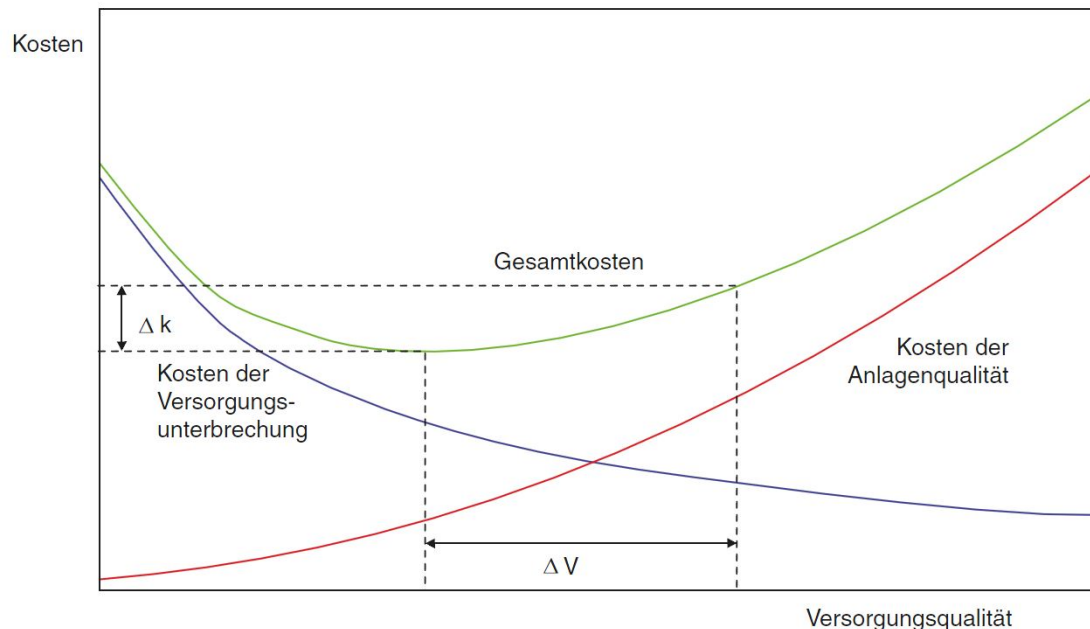


Abbildung 5.1: Ermittlung des Kostenoptimums und der Versorgungsqualität [64]

Zum einfacheren Verständnis der Struktur des Asset Managements wird in der Literatur häufig die Pyramide des Asset Management-Prozesses mit den Richtungen des Informations- und Entscheidungsprozesses verwendet. Diese ist in Abbildung 5.2 dargestellt. An dessen Spitze steht der Asset Owner. Drei Parteien sind an der Abarbeitung dieser fünf Arbeitskataloge beteiligt. Für die Durchführung der geplanten und ungeplanten Maßnahmen an den Betriebsmitteln ist der *Service Provider* zuständig. Dieser muss nicht zwangsläufig im Unternehmen eingegliedert sein, sondern kann auch als externes Unternehmen beauftragt werden. Übergeordnet ist das Instandhaltungsmanagement, welches sich mit der Umsetzung der Ziele der Instandhaltung beschäftigt. Es wird teils vom Asset Manager, Service Provider oder auch zusammen durchgeführt. Der *Asset Manager* ist für die strategische Entwicklung des Asset-Bestandes zuständig und muss die dadurch bestehenden Risiken berücksichtigen. Dies muss ab einer gewissen Unternehmensgröße gesetzlich geregelt mit einem Risikomanagement erfolgen. Ihm übergeordnet ist der *Asset-Owner*, der mit den finanziellen Rahmenbedingungen und der geplanten Geschäftsentwicklung die Möglichkeiten vorgibt.

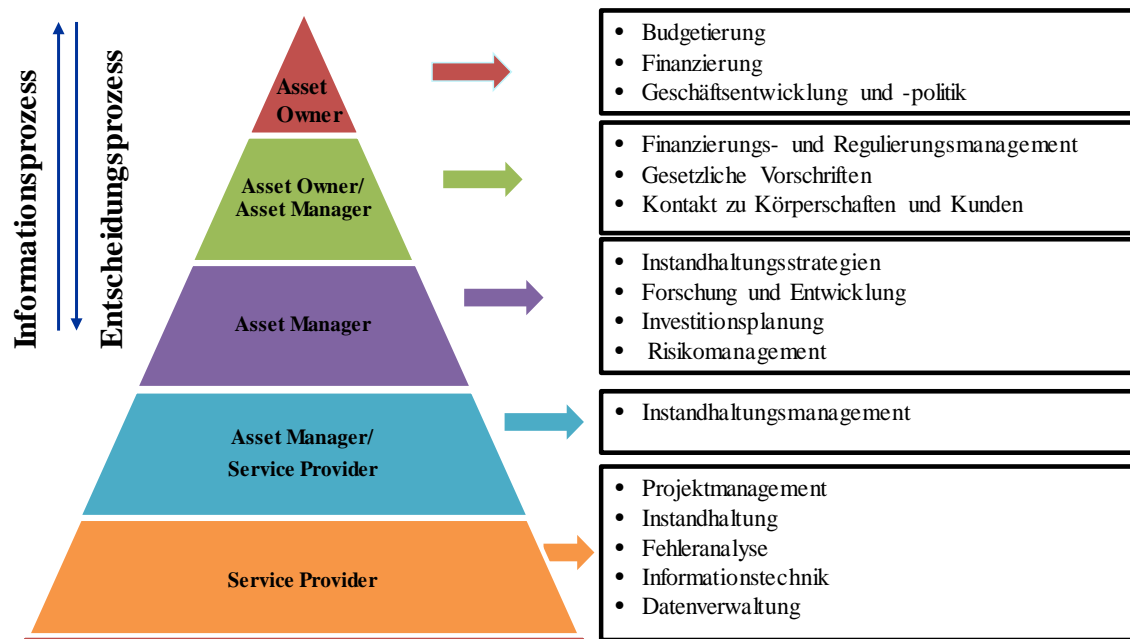


Abbildung 5.2: Die Pyramide des Asset Management-Prozesses [64]

Die Instandhaltung ist einer der Hauptaufgaben des Asset Management. Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen und die Strategien, welche in Bezug auf das Übertragungsnetz angewendet werden, vorgestellt.

5.2 Die Instandhaltung – Grundlagen und Strategien

Die Strategien, das Management und die Veranlassung der Durchführung der Instandhaltung sind die grundlegenden Aufgaben des Asset Managers. In diesem Unterkapitel werden die vier elementaren Bestandteile der Instandhaltung vorgestellt. Anschließend werden die unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien behandelt und es wird gezeigt, welche prinzipiellen Unterschiede bestehen. Darauf aufbauend werden die Bedeutung und der Zusammenhang zum Risikomanagement dargestellt.

5.2.1 Grundlagen der Instandhaltung

In den Normen DIN 31051 und DIN EN 13306 ist die Instandhaltung definiert als die „Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während eines Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit, die dem Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustands dient, sodass die geforderte Funktion erfüllt werden kann“ [65] [66]. Unter einer Betrachtungseinheit werden unter anderem Betriebsmittel verstanden, die für sich alleine beschrieben und

betrachtet werden können. Die Instandhaltung wird in vier elementare Bereiche unterteilt und diese lauten wie folgt:

- Inspektion
- Wartung
- Instandsetzung
- Verbesserung

Zu der *Inspektion* gehören alle Maßnahmen, die zu der Feststellung und Beurteilung des Istzustandes einer Betrachtungseinheit gehören. Dazu gehört die Bestimmung der Ursache der Abnutzung als auch die Ableitung von notwendigen Konsequenzen für eine zukünftige Nutzung [66]. So sind die Begehung, die Sichtkontrolle (Aufnahme des Istzustandes), die Funktionskontrolle (Überprüfung der Funktion) und die Zustandsermittlung (gelegentliche, periodische oder dauernde Überprüfung) der Anlagen Bestandteile der Inspektion [67] [68]. Diese Maßnahmen zur Erfassung des Ist-Zustandes beinhalten die Fehleranalysen durch Prüfungen, Messungen und die anschließende Auswertung dieser Informationen. Abschließend gehört die Planung und Veranlassung der weiteren Instandhaltungsmaßnahmen zur Inspektion.

Alle Maßnahmen, die zur Verzögerung des Abbaus eines vorhandenen Abnutzungsvorrats von Betrachtungseinheiten beitragen, sind in der *Wartung* zusammengefasst. Die Wahrscheinlichkeit einer eingeschränkten Funktionserfüllung der Betriebseinheit soll verringert und somit die Verfügbarkeit erhöht werden. Die Wartung findet entweder aufgrund der Ergebnisse bzw. Befunde bei der Inspektion statt oder sie wird nach einem fest vorgegebenen Zyklus durchgeführt und erfolgt zumeist auf der Grundlage von betriebsmittelbezogenen Anleitungen oder Checklisten. Jede Wartung ist grundsätzlich so durchzuführen, dass bis zur nächsten Wartung keine Störungen aufgrund von Abnutzung oder sonstigen Beeinträchtigungen zu erwarten sind [68]. Unter dem Bereich Wartung werden auch die Erstellung eines Wartungsplans sowie dessen Durchführung, die Funktionsprüfung und die Rückmeldung zusammengefasst. Zu den Wartungsarbeiten zählen beispielsweise: Reinigung, Schmierung, Austausch und Ersatz von Kleinteilen.

Unter der *Instandsetzung* werden alle physischen Maßnahmen gruppiert, welche den vollständigen Funktionsumfang einer fehlerhaften Betriebseinheit wiederherstellen. Sie beinhaltet unter anderem die Vorbereitung mit Kalkulationen und Terminplanung, der Durchführung und Auswertung. Als maximale Handlung kann es dabei zum Austausch

des vollständigen Betriebsmittels kommen. Oft wird aber nur ein Teil (Ausbesserung) erneuert bzw. ersetzt [68]. In der Regel sind Instandsetzungsmaßnahmen im Übertragungsnetz nur bei vollständiger Freischaltung des Betriebsmittels möglich, weshalb eine schnelle Durchführung und gute Planung und Vorbereitung notwendig sind.

Die *Verbesserung* dient der Steigerung der Zuverlässigkeit, Sicherheit und/oder Instandhaltbarkeit einer Betrachtungseinheit, ohne dass die von ihr geforderte Funktion geändert wird. Darunter fällt auch das Refurbishment (Teilerneuerung), bei der einzelne Komponenten des Betriebsmittels ausgetauscht werden.

5.2.2 Instandhaltungsstrategien

Die Instandhaltungsstrategien umfassen alle Handlungen des Managements, die zur Erreichung der Instandhaltungsziele dienen, welche nach der Norm DIN EN 13306 alle „zugewiesenen und akzeptierten Ziele für die Aktivitäten der Instandhaltung“ sind [65]. Als Zielgrößen werden dabei die Größen Verfügbarkeit und Instandhaltungskosten angegeben [69]. Der Begriff Verfügbarkeit ist nach der Norm DIN EN 13306 als Fähigkeit, die geforderte Funktion ausführen zu können und in dem geforderten Zustand zu sein, wenn dies erforderlich ist und unter der Voraussetzung, dass die externen Hilfsmittel bereitgestellt sind, definiert [65]. Diese ist relevant, da sie über die Ausfalldauer eng an die einzelnen Instandhaltungsmaßnahmen gekoppelt ist. Präventive Instandhaltungsmaßnahmen reduzieren die Nutzungszeit. Jedoch kann diese Zeit geplant werden und somit im Gegensatz zum Ausfall ohne Beeinträchtigung der elektrischen Energieerzeugung oder der Versorgung der Kunden durchgeführt werden. Die Instandhaltungsstrategie gibt an, wann an welchen Betriebsmitteln, in welchen Intervallen welche Inspektion und welche Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen vorgenommen werden. Außerdem werden mit Hilfe der Instandhaltungsstrategie Vorgaben für die Durchführung von Reparaturen sowie Erneuerungen von Betriebsmitteln gemacht. Bei der Festlegung der Strategie sind wirtschaftliche, gesetzliche, sicherheitstechnische, technische sowie produktionsrelevante Aspekte zu berücksichtigen. Je nach Intervall und Grund für die Instandhaltungsmaßnahmen werden fünf verschiedene Instandhaltungsstrategien differenziert:

- Ereignisorientierte Instandhaltung
- Zeitorientierte Instandhaltung
- Zustandsorientierte Instandhaltung
- Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung
- Risikoorientierte Instandhaltung

Grundsätzlich kann zwischen zwei verschiedenen Grundstrategien unterschieden werden, welche in Abbildung 5.3 mit dessen abgeleiteten Ausprägungen dargestellt sind [70]. Die präventive Ausrichtung sieht dabei vor, dass die Betriebsmittel soweit instandgehalten bzw. der Abnutzungsvorrat rechtzeitig erhöht wird, so dass kein erhöhtes Risiko eines Ausfalls bzw. einer Störung aufkommen kann. Wie in Abbildung 5.3 zu sehen ist, verweisen die beiden letzten Strategien auf die ersten drei Strategien. Sowohl die zuverlässigkeitsorientierte also auch die risikoorientierte Instandhaltung sind eine Kombination aus diesen drei Strategien und somit keine eigenständigen Instandhaltungsstrategien. Hier wird bei den beiden Strategien bestimmt, welche für die individuellen Betriebsmittel angewendet wird. Je nach Zustand, Wichtigkeit bzw. Risiko empfehlen sie eine der grundlegenden ereignisorientierte, zeitorientierte oder zustandsorientierte Strategie.

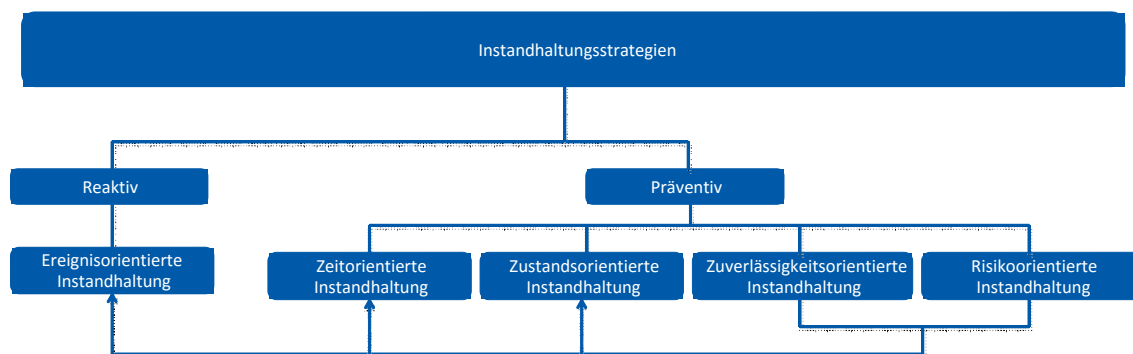


Abbildung 5.3: Unterschiedliche Arten der Instandhaltungsstrategien [70] [64]

Bei der *ereignisorientierten Instandhaltung*, oder auch ausfallbedingte Instandhaltung genannt, handelt es sich um die einzige reaktive Strategie. Hier wird das Betriebsmittel erst instandgesetzt, wenn es zu einem Ausfall gekommen ist. Ein Ausfall bzw. eine Störung wird also bewusst in Kauf genommen bzw. als Auslöser für eine Maßnahme genutzt. Während des Lebenszyklus werden also keine geplanten Maßnahmen durchgeführt, die den Abbau des Abnutzungsvorrates verzögern (wie beispielsweise durch Wartung) und es erfolgen keine Zustandsfeststellungen (Inspektionen). Für diese Art der Instandhaltung fallen die geringsten Kosten an. Andererseits sind mögliche Folgekosten nur schwer vorhersehbar und kurzfristige Maßnahmen müssen getätigt werden. Diese Instandhaltungsstrategie sollte nur genutzt werden, falls die Folgen überschaubar und räumlich begrenzt sind.

Bei der *zeitorientierten Instandhaltung* oder auch vorbeugenden Instandhaltung finden in regelmäßigen, festgeschriebenen Zeitintervallen Instandhaltungsmaßnahmen statt. Dies geschieht unabhängig vom Ist-Zustand des Betriebsmittels. Die Intervallabstände

beruhen auf Herstellerempfehlung oder auf Erfahrungen des Übertragungsnetzbetreibers. Das übergeordnete Ziel dieser Strategie ist eine hohe Verfügbarkeit, um damit einhergehend die hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Unvorhergesehene Ausfälle und damit unvorhersehbare Kosten sollen durch die Kenntnis des Betriebsmittelzustandes und der Durchführung der Wartung vermieden bzw. zumindest reduziert werden. Nachteilig dabei ist, dass die Instandhaltungsmaßnahme unabhängig vom tatsächlichen Zustand des Betriebsmittels erfolgt. Der Austausch am theoretischen Lebenszyklus des Betriebsmittels wird dann z.B. zu spät (Störung mit anschließender Verschrottung) oder zu früh (störungsfreier Betrieb mit ausreichendem Abnutzungsvorrat) durchgeführt. Angewendet werden sollte diese Strategie, wenn ausreichend Informationen über das Betriebsverhalten des Betriebsmittels vorliegen oder wenn Sicherheits- und Umweltaanforderungen dies verlangen.

Werden die Instandhaltungsmaßnahmen je nach Zustand des Betriebsmittels durchgeführt, so spricht man von einer *zustandsorientierten Instandhaltung*. Um diese Instandhaltungsstrategie erfolgreich durchführen zu können, müssen ausreichend Informationen über die Betriebsmittel ermittelt werden. Diese Informationen können aber nur durch regelmäßige Inspektionen durch Personen oder z.T. auch mit Monitoring-Systeme gewonnen werden. Dies generiert erhöhte Betriebskosten. Dafür steigert die kontinuierliche Überwachung die Verfügbarkeit. Darüber hinaus werden unnötige Instandhaltungsmaßnahmen vermieden, und der Abnutzungsvorrat des Betriebsmittels wird besser ausgenutzt, wodurch sich die Lebensdauer verlängert. Betriebskosten können so reduziert werden. Diese Strategie sollte dann zur Anwendung kommen, wenn die Veränderung des Abnutzungsgrads messbar und dies wirtschaftlich vertretbar ist, da die Kosten für die Durchführung der Überwachung geringer als die Zugewinne durch effiziente Ausnutzung des realen Lebenszyklus des Betriebsmittels sind.

Die *zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung* berücksichtigt neben dem Zustand des Betriebsmittels auch noch dessen Bedeutung für die Verfügbarkeit im Netzbetrieb [71]. Abhängig vom Zustand und der Wichtigkeit des Betriebsmittels wird dann die zu wählende Instandhaltungsstrategie gewählt. Dies kann auch für mehrere Betriebsmittel durchgeführt werden, und somit ist es möglich, die verschiedenen Betriebsmittel untereinander zu vergleichen [64]. Dafür werden die Betriebsmittelwichtigkeit und der Betriebsmittelzustand für jedes Betriebsmittel bestimmt, und darauf aufbauend werden die Betriebsmittel untereinander priorisiert. Anhand der Priorität wird die Instandhaltungsstrategie festgelegt. Voraussetzung für diese Strategie ist daher eine nachhaltige Datenbasis zu den Betriebsmitteln des Netzes sowie komplexe, rechnergestützte Systeme zur Entscheidungsfindung.

Die *risikoorientierte Instandhaltung* hat große Ähnlichkeit mit der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung. Statt der Bedeutung des Betriebsmittels ist hier das Risiko (= Wahrscheinlichkeit einer Störung multipliziert mit der daraus resultierenden Konsequenz) des Betriebsmittels ausschlaggebend für die Wahl der Intensität der Instandhaltung, welche das Betriebsmittel erhält [64]. Dabei werden die Kosten der Instandhaltungsstrategie der dadurch entstehenden Minderung des Netzzrisikos gegenübergestellt.

Im weiteren Fortgang der Arbeit wird sich intensiv mit der risikoorientierten Instandhaltungsstrategie beschäftigt. Der Umgang mit den Risiken in einem Unternehmen ist die Aufgabe des Risikomanagements, welches das Thema des folgenden Abschnitts ist.

5.3 Das Risikomanagement im Übertragungsnetz

Die Herkunft und Bedeutung des Wortes *Risiko* ist mit dem italienischen Verb ‚risicare‘ verknüpft und wird mit ‚etwas wagen‘ übersetzt [72]. Das Risiko ist keine unmittelbare Tat oder Konsequenz, sondern beschreibt ein mit einem bestimmten Eintrittswahrscheinlichkeitsgewicht versehenes, ungünstiges Ereignis in der Zukunft. Risiken bestehen immer für ein Unternehmen, und nur durch die Beendigung der unternehmerischen Tätigkeit können diese vollständig vermieden werden [73].

Der systematische Umgang mit Risiken in Unternehmen wird als *Risikomanagement* bezeichnet. Dessen oberstes Prinzip ist es, zwischen dem Risiko und den Kosten zur Risikobeseitigung abzuwägen. Es umfasst alle nötigen Maßnahmen zur systematischen Erkennung, Analyse, Bewertung, Überwachung und Kontrolle von Risiken und ist einer der Hauptaufgaben des Asset Managers bei einem Übertragungsnetzbetreiber. Mit der unterstützenden Führungsfunktion kann das Risikomanagement der Unternehmensführung zugeordnet werden und kann als Teil des Steuerungs- und Überwachungssystems genutzt werden [74]. Die Nutzung der möglichen Chancen zum Erreichen des wirtschaftlichen Erfolgs ist untrennbar mit dem Eingehen von Risiken verbunden, mit denen sich das Risikomanagement eines Unternehmens auseinander setzen muss [73].

Der Kern des betriebswirtschaftlichen Risikomanagements, welcher die Schritte und Aktivitäten zur Handhabung unternehmerischer Risiken beschreibt, ist der operative Prozess des Risikomanagements und besteht aus vier Phasen. Diese sind in Abbildung 5.4 dargestellt. Diese vier Phasen sind Risikoidentifikation, Risikobewertung, Risikosteuerung und Risikokontrolle [75]. In der Literatur sind ebenfalls Modelle mit nur

drei Phasen zu finden. Bei diesem Ansatz werden die Identifikation und Bewertung der Risiken zur Risikoanalyse zusammengefasst [76].

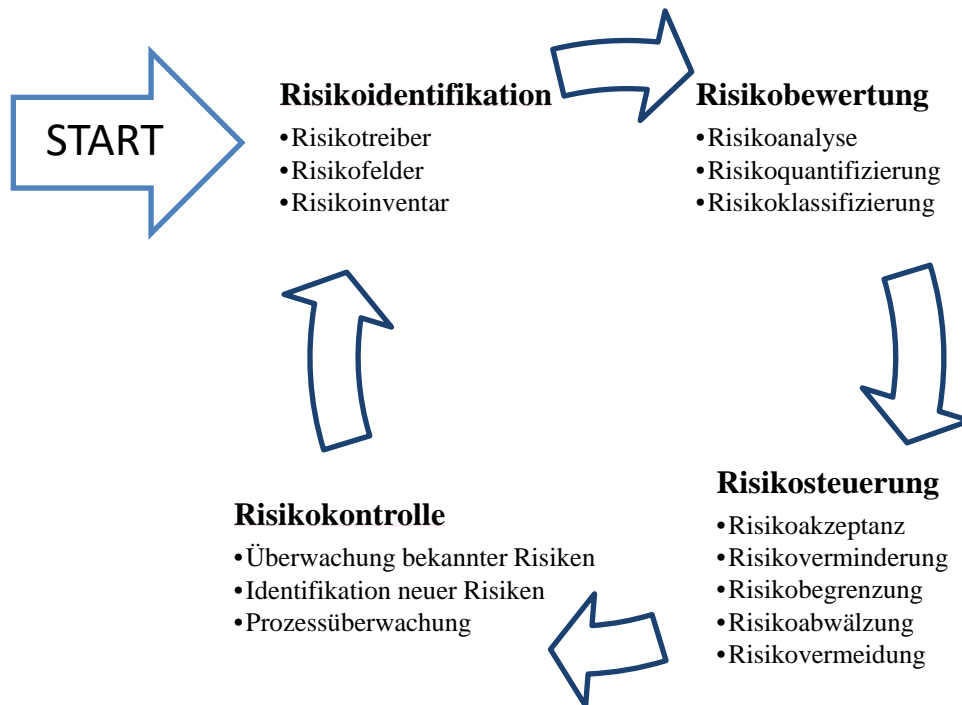


Abbildung 5.4: Operative Prozess des Risikomanagements [76] [77]

Auf dieser Basis ist auch eine Operationalisierung des Risikomanagements für Industrieunternehmen möglich. So kann die Handhabung der Risiken in einem elektrischen Übertragungsnetz durch die Prozessschritte des Risikomanagements systematisiert werden. Bereits vor dieser Arbeit wurde das operative Risiko eines Netzausfalls als wesentliche Verlustgefahr für einen elektrischen Verteilnetzbetreiber identifiziert [4]. Deshalb liegt der Fokus im weiteren Verlauf dieser Arbeit auf der Bewertung und der Steuerung der Ausfallrisiken für Übertragungsnetze. Der Aufbau dieser Ebene unterscheidet sich deutlich gegenüber dem Verteilnetz.

Wird das operative Übertragungsnetzrisiko mit Hilfe des Risikomanagementprozesses analysiert, ergibt sich ein weiterer Vorteil der risikoorientierten Instandhaltungsstrategie. So ist die integrative Betrachtung des betriebsmittelbedingten Ausfallrisikos in das Risikomanagementsystem des Übertragungsnetzbetreibers möglich, während bei anderen Instandhaltungsstrategien das Netzausfallrisiko zunächst bestimmt werden müsste. Eine Orientierung am Risikomanagementprozess für die Entwicklung risikoorientierter Instandhaltungskonzepte kann somit weitere Vorteile aufweisen.

5.3.1 Risikoidentifikation zur Bewertung operativer Risiken im Übertragungsnetz

Im vorigen Unterkapitel wurden die vier Phasen und deren Bestandteile des operativen Risikomanagements erläutert. Daraus abgeleitet ist die Risikoidentifikation der erste Schritt. Zu Beginn werden in einem Pflichtenheft die Anforderungen bestimmt, die zur Quantifizierung der Risiken im elektrischen Übertragungsnetz benötigt werden. Nach Systematisierung und Vorstellung relevanter Risikokennzahlen erfolgt die Auswahl der Bewertungsmethode, die in diesem Fall durch die Value-at-Risk-Methode durchgeführt wird.

Der betriebsmittelbedingte Ausfall bzw. die reduzierte Einspeisung von Kraftwerken und die Versorgung der Kunden zählen zu den operativen Risiken des elektrischen Übertragungsnetzes. Zu dessen Bewertung muss dies aus den technischen Vorgaben des Netzes und der einzelnen Betriebsmittel abgeleitet werden können. In Anlehnung an die vorgeschlagene Bewertung alternativer Strategien werden die gewünschten Charakteristika der Risikokennzahl in Ausschluss- und Selektionskriterien unterteilt [78].

Es muss die jeweilige Risikokennzahl alle Ausschlusskriterien ohne Einschränkung erfüllen. Die Nichterfüllung einer einzigen Eigenschaft dieser Kategorie macht eine Risikokalkulation im elektrischen Übertragungsnetz nicht möglich, und dieses Bewertungsverfahren muss für den weiteren Entscheidungsprozess ausgeschlossen werden. Für das Verfahren der Risikobewertung müssen folgende Ausschlusskriterien erfüllt werden:

- Betrachtung von wirtschaftlichen Verlustgrößen,
- Berücksichtigung verschiedener Auslastungsszenarien,
- Berechnung mit stochastischen Zahlen,
- Aggregierbarkeit.

In Anwendung für das elektrische Übertragungsnetz wird das Risiko durch die Betriebsmittel und deren Nichtverfügbarkeit definiert. Dessen genaueste Bestimmung wird im Pflichtenheft angegeben. Betriebsmittelausfälle und die daraus resultierende Netzsituation sind verantwortlich für den Umsatzausfall von Netzentgelten und die Reparaturkosten bzw. Ersatzinvestitionen in Betriebsmittel. Diese wirtschaftlichen Verlustgrößen müssen dabei bestimmt bzw. prognostiziert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird dafür der Betrachtungszeitraum von einem Jahr gewählt. Um dies zu erfassen, muss der Ausfall eines Betriebsmittels zu unterschiedlichen tageszeitbedingten Lastsituationen berücksichtigt werden können, da wie bereits in Kapitel 4 dargestellt die Auswir-

kungen unterschiedlich sein können. Dies wird durch verschiedene Lastflussszenarien erreicht. Die Risikokennzahl muss somit als Eingangsdaten mehrere Lastvarianten verarbeiten können.

Zusätzlich muss die Verfügbarkeit der Betriebsmittel so genau wie möglich erfasst werden. Dies erfolgt in dieser Arbeit mit altersabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeiten, welche zusätzlich eine Streuung mit einer Normalverteilung besitzen. Des Weiteren sind die Reparatur des ausgefallenen Assets bzw. deren Kosten zu berücksichtigen. Diese sind für jede Betriebsmittelgruppe mit Log-Normalverteilungen hinterlegt. Die Methode zur Erstellung der Risikokennzahl muss daraus folgend verschiedene Verteilungen bzw. dessen Funktionen anwenden können.

In Anlehnung an die Risikobetrachtung im Finanzsektor kann das Übertragungsnetz vereinfacht als Portfolio aufgefasst werden, in dem die einzelnen Betriebsmittel die Assets sind [64]. Damit das Risiko sowohl des gesamten Übertragungsnetzes als auch der einzelnen Betriebsmittel bzw. weiterer Gruppierungen abgebildet werden kann, muss die Kennzahl für die Zusammenfassung der Einzelrisiken geeignet sein.

Erfüllt eine Methode zur Erstellung der Risikokennzahl alle Ausschlusskriterien, erfolgt die Auswahl des optimalen Verfahrens zur Risikobewertung anhand der Selektionskriterien. In diesem Fall werden folgende Selektionskriterien herangezogen:

- Übersichtlichkeit
- Intuitiv verständliche Größe
- Objektivität

Ein Ziel der Anwendung des Risikomanagements im Übertragungsnetz ist die Entwicklung einer risikoorientierten Instandhaltungsstrategie. Eine Validierung, ob die gewählte Instandhaltungsmaßnahme das Risiko des Netzes reduziert, muss möglichst einfach an einer aussagefähigen Spitzenkennzahl ablesbar sein. Des Weiteren sollte diese Größe für den Anwender leicht verständlich sein und ermöglicht damit eine flexible Anpassung an das betrachtete Übertragungsnetz, was z. B. durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes nötig wäre. Die Risikoberechnung basiert auf den Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen des Netzmodells und auf den empirisch ermittelten Ausfallraten und Reparaturkosten der Betriebsmittel. Der Einfluss subjektiver Präferenzen soll dabei ausgeschlossen werden.

Die genannten Kriterien des Pflichtenheftes sollen eine systematische Auswahl einer der Risikokennzahlen ermöglichen. Um die Anwendung der Ausschlusskriterien zu

erleichtern, wird vorher eine Kategorisierung der Methoden zur Messung der Risikokennzahlen vorgenommen.

5.3.2 Methoden zur Messung von Risikokennzahlen

Die Risikomessung gliedert sich grundsätzlich in qualitative Verfahren und quantitative Methoden. Für die Risikobestimmung im Übertragungsnetz werden quantitative Methoden benötigt, welche in analytische und stochastische Risikokennzahlen unterteilt sind [79].

Die analytischen Kennzahlen erfassen die funktionalen Zusammenhänge zwischen Risikotreibern und bewerten die Auswirkungen dieser Abhängigkeiten, was z.B. mit einer Sensitivitätsanalyse erfolgen kann. Werden die Risikogrößen durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen dargestellt, spricht man von stochastischen Risikokennzahlen. In der Literatur ist in diesem Zusammenhang auch der Begriff Risikomaß geläufig. Dies quantifiziert die Möglichkeit einer Zielverfehlung, die von der Verteilung der Zufallsvariablen verursacht wird. Diese Kennzahlenklasse unterteilt sich in symmetrische und Downside-Risikomaße. Bei den symmetrischen Bewertungsverfahren werden sowohl positive als auch negative Abweichungen vom Mittelwert berücksichtigt. Zu diesen Kennzahlen zählen z.B. die Varianz von Stichproben oder die Volatilität von Zeitreihen [80]. Im Gegensatz dazu betrachten Downside-Risikomaße nicht alle Verteilungswerte. Es werden nur Werte im linken Bereich der Verteilung erfasst. Berücksichtigt werden z.B. nur negative Abweichungen bei einer Verteilung der wahrscheinlichen Vermögensänderung, die den Verlustbereich darstellen. Aufgrund der Gefahr einer Zielunterschreitung spricht man auch von verlustorientierten Risikomaßen. Neben einfachen Verlustmaßen, wie dem erwarteten Verlust, gehören den Downside-Risikomaßen u. a. der Value at Risk sowie die Lower Partial Moments an [75] [81]. In Abbildung 5.5 ist ein Überblick der Risikokennzahlen dargestellt.

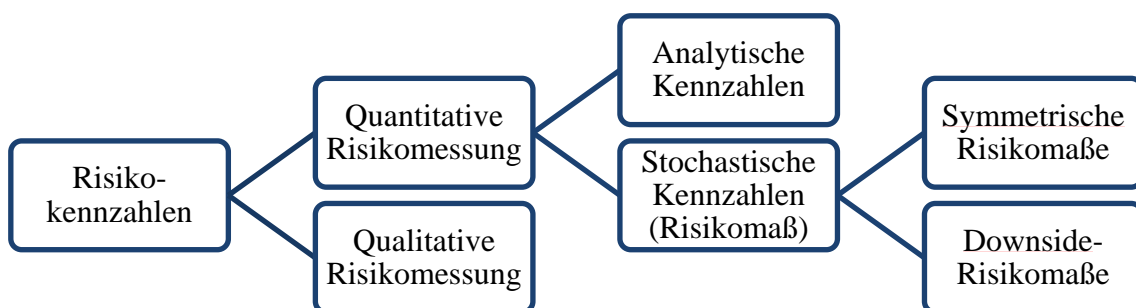


Abbildung 5.5: Kategorisierung der Risikokennzahlen

Mit Hilfe des Pflichtenheftes und der definierten Ausschlusskriterien kann eine Vorauswahl bzgl. der relevanten Kennzahlenklassen getroffen werden. Die Möglichkeit der Anwendung von Zufallsvariablen ist erforderlich. Somit ist eine Einschränkung auf stochastische Risikokennzahlen möglich. Es werden ausschließlich Verlustbetrachtungen durchgeführt, deshalb werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit ausschließlich Downside-Risikomaße betrachtet.

Bei den Downside-Risikomaßen sind die At-Risk-Größen die mit dem größten Potential für die Anwendung für das Übertragungsnetzrisiko, da sie für die Aggregation von Einzelrisiken zu einem Gesamtrisiko geeignet sind [82]. Innerhalb dieser Kategorie kommen folgende vier Methoden infrage:

- Value-at-Risk
- CashFlow-at-Risk
- Conditional Value-at-Risk
- Lower Partial Moments

Für die Auswahl eines Risikomaßes zur Bewertung des operativen Risikos muss zunächst die Einhaltung der im Pflichtenheft genannten Ausschlusskriterien überprüft werden. Die Vorauswahl der Downside-Risikomaße stellt sicher, dass alle Konzepte sowohl für den Umgang mit stochastischen Zahlen als auch für Verlustbetrachtungen geeignet sind. Zudem basieren alle Methoden auf der Auswertung historischer Daten, sodass analog zur Erfassung verschiedener Tageskurse von Aktien auch unterschiedliche Lastszenarien für die Risikobewertung der Betriebsmittel eines Übertragungsnetzes berücksichtigt werden müssen. Das verbleibende Ausschlusskriterium der Aggregierbarkeit wird allerdings nicht von der Lower Partial Moments-Methode (LPM) erfüllt. Zudem wird entweder das Selektionskriterium der Objektivität oder der Übersichtlichkeit verletzt. Die Zusammenfassung der Risikokomponenten zu einer Spitzenkennzahl ist nur über eine subjektive Präferenzfunktion möglich. Alternativ müssten bei einer Optimierung der Instandhaltungsstrategie unter Verwendung der LPM-Methode mit dem Erwartungswert und der Varianz der Verlustüberschreitung zwei Zielgrößen berücksichtigt werden, was die Übersichtlichkeit einschränkt. Die drei Varianten der VaR-Bewertung erfüllen hingegen die Ausschlusskriterien, sodass sich die Auswahl an den Selektionskriterien orientiert. Die Objektivität ist bei allen Verfahren identisch, da z. B. auf die Verwendung individueller Präferenzfunktionen bei der Risikobewertung verzichtet wird. Die Konzepte unterscheiden sich deshalb nach der Übersichtlichkeit und der intuitiven Handhabung.

Der VaR verdichtet die Risikoinformationen zu einer Spitzenkennzahl, sodass die Risikosteuerung eines Betriebsmittels mit dieser Größe leicht geplant und kontrolliert wer-

den kann. Da die Methode allerdings die Informationen bzgl. der Risikoverteilung oberhalb des VaR unterdrückt, wird das Kriterium der Übersichtlichkeit nur mit Einschränkung erfüllt.

Insgesamt gesehen kann die Verlustgefahr eines Übertragungsnetzes durch den VaR am besten quantifiziert werden, da dieser eine möglichst einfache Bewertung und Steuerung des betriebsmittelbezogenen Ausfallrisikos zulässt. Gerade für den Vergleich zwischen mehreren Betriebsmitteln bietet diese Kennzahl entscheidende Vorteile, sodass der VaR als Benchmark Verwendung findet. Gleichzeitig könnten die Ergebnisse des VaR durch die ergänzende Risikoberechnung verifiziert werden [75].

6 Der Value-at-Risk für das Übertragungsnetz

Die Value-at-Risk-Methode und deren entwickelte Anwendung auf das Übertragungsnetz sind der Kern dieses Kapitels. Im ersten Abschnitt werden die Grundlagen der Value-at-Risk-Methode vorgestellt. Es wird erläutert, warum genau diese Methode und mit welchem Berechnungsansatz sinnvoll ist, um das Risiko, welches durch Betriebsmittelausfälle generiert wird, festzustellen. Der zweite Abschnitt beschäftigt sich mit der Identifikation der Einflussfaktoren, die nötig sind, um das Risiko des Übertragungsnetzes zu ermitteln. Die Gleichungen und der Aufbau der Risikobestimmung mit Hilfe des Value-at-Risk-Ansatzes erfolgen im dritten Unterkapitel. Die Berechnung des operativen Netzrisikos und der Einzelrisiken der Betriebsmittel wird hier detailliert beschrieben. Abschließend wird mit einer Sensitivitätsanalyse dargestellt, welche Parameter verwendet werden müssen, um reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen.

6.1 Grundlagen zum Value at Risk

Der Value-at-Risk (VaR) wurde in den 1980er Jahren von Finanzinstituten zur Risikobewertung erstmalig verwendet. Mit RiskMetrics entwickelte das Unternehmen J.P. Morgan ein Verfahren zur Risikoeinschätzung auf Basis des VaR [79]. Neben der Anwendung als Kennzahl zur Risikoberichterstattung und zur Risikosteuerung von Banken und Investmentfonds findet der VaR v. a. Anwendung von Regulierungs- und Aufsichtsbehörden. Die Darstellung der Risikosituation eines Portfolios bzw. eines Unternehmens in einer Kennzahl ist der große Vorteil dieser Methode. Das Risiko wird zu einer einzigen Größe aggregiert, die für den Betrachter einfach verständlich und handhabbar ist. Zusätzlich werden bei der Zusammenfassung auch Wechselwirkungen und kumulative Effekte zwischen den einzelnen Risiken berücksichtigt [73]. Insgesamt gesehen kann die Verlustgefahr eines Übertragungsnetzes durch den VaR quantifiziert werden, da dieser eine möglichst einfache Bewertung und Steuerung des betriebsmittelbezogenen Ausfallrisikos zulässt. Gerade für den Vergleich zwischen mehreren Betriebsmitteln bietet diese Kennzahl entscheidende Vorteile, sodass der VaR als Benchmark Verwendung finden kann.

Der VaR beschreibt den in Geldeinheiten bewerteten maximal möglichen Verlust einer Risikoposition, welcher in einem definierten Zeitraum t mit vorgegebener Wahrscheinlichkeit p nicht überschritten wird. Dies ist auch als Konfidenzniveau bzw. –intervall in der Literatur definiert. Damit fasst der Value-at-Risk $VaR(p)$ mit dem Konfidenzintervall p das Risiko der untersuchten Vermögensgegenstände in einer Kennzahl zusammen und bewertet die Verlustgefahr in Geldeinheiten. Der VaR wird als wahrscheinliche, maximale Schadenshöhe interpretiert und zur Kalkulation von Risikoreserven eingesetzt [83] [84]. Prinzipiell besteht die Bestimmung des VaR aus den drei folgenden Hauptteilen [64]:

- **Mapping (Abbildung des Portfoliowertes)**

Erstellung eines geeigneten Betriebsmittelportfolios, einschließlich der Einflussfaktoren, die als Risikofaktoren bezeichnet werden. Diese Faktoren unterliegen stochastischen Prozessen und sind durch die Verteilungsannahmen und durch die zugehörigen Parameter (Erwartungswerte und Standardabweichungen) charakterisiert.

- **Inferenz (Ableitung der stochastischen Verteilung)**

Stochastische Beschreibung der Risikofaktoren (Verteilung der statistischen Werte). Als Ergebnis dieses Prozesses liegen schließlich die statistische Verteilungen und deren Abhängigkeiten der Einflussfaktoren vor.

- **Transformation (Zusammenfassung)**

Kombination der Ergebnisse der beiden vorgelagerten Arbeitsschritte und Ableitung des Portfoliowertes.

6.1.1 Verfahren zur Berechnung des VaR

Für die Berechnung des VaR finden sich in der Literatur unterschiedliche Verfahren. Es gibt parametrische und nicht-parametrische Kalkulationsverfahren [73]. Die parametrischen Methoden treffen eine Verteilungsannahme und schätzen die Verteilungsparameter der Risikofaktoren. Die nicht-parametrischen Verfahren verzichten bei der Prognose des zukünftigen Verlustes auf die Anwendung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Beschreibung des Verlaufs von Risikofaktoren. Die drei wichtigsten Berechnungsverfahren sind:

- Varianz-Kovarianz-Ansatz,
- Historische Simulation,
- Monte-Carlo-Simulation.

Der *Varianz-Kovarianz-Ansatz* basiert auf der Annahme, dass die Risikopositionen multidimensionalen Normalverteilungen unterliegen. Daraus folgend ist auch die Wertänderung des Portfolios als Funktion der Risikopositionen normalverteilt [81].

Nach der Bestimmung des aktuellen Portfoliowertes werden die Verteilungsparameter der Risikopositionen abgeschätzt. Dabei entsprechen die zu den Positionen gehörigen Risikofaktoren den Verteilungsdimensionen, sodass die Verteilungsparameter aus den historischen Daten der Risikofaktoren abgeleitet werden. Die Veränderung des Portfolios und der Risikopositionen werden über die Standardabweichung und die Kovarianz der Risikofaktoren berechnet. Die Verknüpfung von Risikofaktoren und -positionen ist die schwierigste Komponente dieser Methode. Ist dies erreicht, wird aus dem Produkt der auf die Risikoposition bezogenen Standardabweichung und dem zum Konfidenzniveau gehörigen Quantil der Standardnormalverteilung der VaR bestimmt. Der Varianz-Kovarianz-Ansatz zählt zu den lokalen, analytischen Bewertungsmethoden, die die potentielle, zukünftige Veränderung einer Risikoposition auf der Basis des gegenwärtigen Wertes betrachtet. Die einfache Umsetzbarkeit, vergleichsweise geringe Rechenzeit zu den Simulationsmodellen sowie die einfache theoretische Herleitung auf Grundlage statistischer Methoden sprechen für die Verwendung dieser Methode. Nachteilig ist die verpflichtende Verwendung von Normalverteilungsannahmen. Asymmetrisch verteilte Risikofaktoren können somit nicht betrachtet werden. Die Multiplikation von einzelnen Risikofaktoren ist ebenfalls nicht möglich. Dies hat zur Folge, dass diese Methode elementare Nachteile bei der Modellierung von Risiken hat und nur schwierig erweiterbar ist.

Bei der *historischen Simulation* handelt es sich um ein nicht-parametrisches Verfahren, dass die vergangene Entwicklung einer Risikoposition auf den aktuellen Wert abbildet und für die Zukunftsprognose wiederholt. Zu Beginn wird der Gegenwartswert einer Risikoposition bestimmt. Innerhalb eines Beobachtungszeitraums in der Vergangenheit werden die täglichen, relativen Wertänderungen der Risikopositionen eines Portfolios über die Veränderung der Risikofaktoren erfasst. Durch Multiplikation dieser Daten mit dem aktuellen Wert des Portfolios erhält man eine vordefinierte Anzahl M an hypothetische Wertentwicklungen für den kommenden Tag, von denen der m schlechteste Wert beispielsweise dem $VaR(M-m)$ entspricht. Der wichtigste Schritt dieser Methode ist die Transformation der historischen Wertentwicklungen auf den aktuellen Wert der Risikoposition. Dies wird in der Statistik auch als Bootstrapping bezeichnet. Jeder potentielle Zukunftswert ist genau einer historischen Beobachtung zugeordnet. Der Vorteil der historischen Simulation liegt in der Einfachheit und der Intuition des Verfahrens, so dass die Implementierung leicht verständlich ist. Elementarer Nachteil ist, dass das

Verfahren nicht auf Zusammenhänge, Prognosen oder allgemeiner einem theoretischen Fundament basiert, sondern auf der Annahme, dass es zu einer zeitlichen Wiederholung kommt.

Die Betrachtung von alternativen Entwicklungen von Risikofaktoren, die neu sind, ist nicht möglich. Die Ungenauigkeit ist ein weiterer wesentlicher Nachteil dieser Methode und ist abhängig von der Länge des Beobachtungszeitraums. Empirische Untersuchungen belegen, dass die VaR-Werte der historischen Simulation eine höhere Abweichung als die des Varianz-Kovarianz-Ansatzes haben [80] [84].

Bei der *Monte-Carlo-Simulation (MCS)* erfolgt die VaR-Kalkulation durch die Erzeugung von Zufallszahlen der Risikofaktoren auf Grundlage von geschätzten Wahrscheinlichkeitsverteilungen, und sie ist ein parametrisches Verfahren. Im Gegensatz zu den beiden anderen Methoden ist die MCS ein vollständiges Bewertungsverfahren, welches den zukünftigen Wert der Risikoposition und des Portfolios separat und nicht als Veränderung des aktuellen Stands bewertet [84]. Zur Ermittlung des VaR mit der MCS werden zu Beginn die Verknüpfungen der Risikopositionen bzw. des gesamten Portfolios als Funktion der Risikofaktoren ausgedrückt. Mit Wahrscheinlichkeitsverteilungen wird die Entwicklung bzw. die mögliche Veränderung der Risikofaktoren beschrieben. Hierbei können sowohl historische Daten, wie bei der historischen Simulation, als auch völlig andere Annahmen festgelegt werden. Nach der Festlegung der Einflussgrößen werden Realisationen der Verteilungen durch einen Zufallszahlen-Generator bestimmt und zur betrachteten Zielgröße zusammengefügt. Dieses Zufallsexperiment wird mit S Simulationsrunden wiederholt. Danach werden alle ermittelten hypothetischen Verluste der Größe nach sortiert. Der VaR kann dann aus der zugehörigen Konfidenzgröße abgelesen werden. Bei 100 Wiederholungen des Zufallsexperimentes entspricht der $VaR(90)$ dem zehntgrößten Verlustwert. Bis auf die Wertermittlung der Risikofaktoren über den Zufallszahlen-Generator ist die MCS mit der historischen Simulation vergleichbar. Durch diesen Unterschied ergeben sich allerdings entscheidende Vorteile. So ist die MCS durch die hohe Flexibilität bzgl. der Verteilungsauswahl und der Modellierung der Zusammenhänge zwischen den Risikofaktoren gekennzeichnet, die dieses Verfahren zur aussagekräftigsten Berechnungsmethode macht. Es können Nicht-Linearitäten bei den Risikofaktoren berücksichtigt werden und bei einer ausreichend hohen Anzahl an Simulationsrunden ist die VaR-Berechnung sehr genau und reproduzierbar. Neben der allgemeinen menschlichen Skepsis gegenüber Zufallsexperimenten äußern sich die wesentlichen Nachteile der Methode im hohen Rechenaufwand und einer aufwendigen Implementierung. So erfordert z. B. die Modellierung der Risikopositionen einen großen Zeitaufwand, und zusätzlich ist eine Sensitivitätsanalyse erforderlich, welche die Anzahl der Simulationsdurchläufe be-

stimmt. Insgesamt bietet die MCS die größten Freiheiten und Möglichkeiten zur Bestimmung des VaR [84].

6.1.2 Grenzen der VaR-Anwendung

Neben den grundsätzlichen Einwänden gegenüber Zukunftsprognosen auf der Basis von Vergangenheitswerten, die jedoch als allgemeines Problem statistischer Verfahren akzeptiert werden muss, gibt es auch weitere spezifische Kritikpunkte am VaR als Risikomaß [75]. Ein weiteres Problem besteht in der mangelnden Vergleichbarkeit der VaR-Größen. Weder beim Kalkulationsverfahren noch bei der Parameterauswahl gibt es feste Normen, so dass z.B. jedes Unternehmen seine eigene Wahl für diese Risikofassung auswählt. Der Risikowert wird maßgeblich von den getroffenen Berechnungsparameter und dem ausgewählten Verfahren beeinflusst [80]. Nachteilig ist, dass sich dadurch ein zwischenbetrieblicher Risikovergleich nicht bzw. nur sehr schwer realisieren lässt. Trotzdem ist der VaR für die Bewertung und den unternehmensinternen Vergleich von Risikopositionen gut geeignet [84]. Der VaR ist nur ein Schätzer, der bei der Interpretation der Risikobewertung bedacht werden muss, dass der maximale Verlust mit der durch das Konfidenzniveau angegebenen Sicherheitswahrscheinlichkeit nicht überschritten wird. Höhere Werte sind aber keinesfalls ausgeschlossen. Kritisch ist, dass der VaR nur einen Wert der Verlustverteilung angibt, während Realisationen oberhalb der Verlustschwelle vernachlässigt werden. So wird das Extremrisiko von außergewöhnlichen Ereignissen selbst bei einem Konfidenzniveau mit 99 % ausgeblendet [75].

Trotz der aufgezeigten Limitierungen eignet sich der VaR am besten zur Bewertung der operativen Risiken im Übertragungsnetz. Für die Verwendung dieser Risikokennzahl sprechen insbesondere die Aggregation und die Betrachtung von Risikointerdependenzen. Aufgrund der Flexibilität bei der Modellierung, wie z. B. bei nicht-linearen Beziehungen zwischen mehreren Risiken, ist insbesondere die Monte-Carlo-Simulation als VaR-Berechnungsverfahren vorteilhaft.

6.1.3 Auswahl der Berechnungsmethode

Das Verlustrisiko eines Übertragungsnetzes, das sich als Portfolio von Betriebsmitteln zusammensetzt, entspricht den zu erwartenden zufallsabhängigen Störungen. Aufgrund der Flexibilität bei der Nachbildung des Netzmodells, welche auch nachträgliche Veränderungen ermöglicht, und der Wahlmöglichkeit der Verteilung von Risikofaktoren wird die Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung des VaR verwendet. Im nächsten Unterkapitel werden die für die Umsetzung dieses Konzepts relevanten Einflussgrößen zusammengefasst. Es werden die stochastischen Verteilungen der Zufallsfaktoren auf-

geführt. Im Rahmen des Mappings (Zuordnung) werden die Zusammenhänge zwischen den Einflussfaktoren der Betriebsmittel beschrieben. Durch die Transformation wird das Übertragungsnetzrisiko auf Basis der vorigen Erkenntnisse hergeleitet. Abschließend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse zu prüfen und die dazugehörigen Simulationsdurchläufe zu bestimmen.

6.2 Einflussgrößen der VaR-Berechnung

Die VaR-Methode für das Übertragungsnetz kann sowohl deterministische als auch stochastische Risikotreiber verwenden. Zur Veranschaulichung werden diese relevanten Einflussgrößen eines Übertragungsnetzes in die betriebswirtschaftlichen und technischen Eigenschaften aufgeteilt.

Die *betriebswirtschaftlichen Eigenschaften* beinhalten die Kosten für die Betriebsmittel des Übertragungsnetzes und die Folgekosten für deren Ausfall. Die Investitionskosten sind die Ausgaben für den Austausch der Betriebsmittel und für den Ausbau des Netzes. Die Aufwendungen für die Instandhaltung der Anlagen sind die Betriebskosten. Für die Bestimmung des VaR der aktuellen Netzsituation sind die Investitions- und Wartungskosten erst bei der weiteren Verwertung, wie z.B. der Erstellung von Instandhaltungs- oder Austauschstrategien, bei der Risikosteuerung nötig. Die Reparaturkosten, zusammengefasst in Abschnitt 2.2.3, sind Teil des Risikos, welche von den Betriebsmitteln ausgehen. Nach dem Ausfall eines Betriebsmittels muss dieses umgehend instand gesetzt werden. Der Umsatzausfall bzw. Pönale aufgrund nicht übertragener Energie, welche durch die nicht geplante Nichtverfügbarkeit der Betriebsmittel verursacht werden, werden ebenfalls den Betriebskosten zugerechnet. Diese Opportunitätskosten können über den Energiepreis bewertet werden und sind im Folgenden als Energiekosten K_E bezeichnet. Für die folgenden Berechnungen wird ein konstanter Wert von $K_E = 50 \text{ €/MWh}$ angenommen.

Die *technischen Eigenschaften* bei der Risikoberechnung berücksichtigen die spezifischen Daten des Betriebsmittels und die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung des individuellen Betriebsmittels. Zu dieser Kategorie zählen der Standort, der Betriebsmitteltyp sowie dessen Unterscheidungsmerkmale, aufgelistete Schaltanlagendesigns und vor allem das Betriebsmittelalter und die zugehörige Ausfallrate. Bei den Ausfallraten der Betriebsmittel handelt es sich um deterministische Größen in Abhängigkeit vom Alter. Um dessen Schwankungen, die durch unterschiedlichste Faktoren verursacht werden können, zu berücksichtigen, wird ein Schwankungsband, siehe Kapitel 6.2.2, verwendet.

Aus den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsberechnung werden die ausgefallene Leistung und die Ausfalldauer des Ausfallereignisses verwendet. Diese beiden Gruppen der Risikotreiber und deren Kenngrößen sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst. Dies sind die Eingangsgrößen, welche für die Risikobestimmung mit der VaR-Methode anschließend verwendet werden. Diese Daten werden für alle Betriebsmittel in der 380-kV-Übertragungsnetzebene bestimmt.

Tabelle 6.1: Risikotreiber des Übertragungsnetzes

Betriebswirtschaftliche Kenngrößen	Technische Kenngrößen
<ul style="list-style-type: none">• Reparaturkosten K_R• Energiekosten K_E	<ul style="list-style-type: none">• Redispatch-Leistungen P• Ausfallraten λ• Ausfalldauern T

Der aus der Statistik stammende Begriff Inferenz bezeichnet die Übertragung der Erkenntnisse einer Stichprobe auf die Eigenschaften einer Grundgesamtheit. In diesem Abschnitt werden die Verteilungsfunktionen der Risikofaktoren aus den vorhandenen Netz- und Betriebsmitteldaten abgeleitet. Dies umfasst die stochastischen Größen der Ausfallraten, der Reparaturkosten und den Lastabwurf und dessen Dauer, als auch die zufällige Auswahl des Lastszenarios mit den zugehörigen Kenngrößen.

6.2.1 Eintrittswahrscheinlichkeit der Lastszenarien

Die ermittelten Kenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnungen für das betrachtete Übertragungsnetzmodell, die mit einem Netzsimulationsprogramm errechnet wurden, liefern die Datengrundlage für die VaR-Berechnung. Die Simulationen bestimmen die ausfallbedingten Konsequenzen für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes und die Folgen für die vertikale Netzlast, welche durch die Versorgung der 110-kV-Netzgruppen repräsentiert ist, und den Re-Dispatch der Einspeisung von Kraftwerken. Diese ermittelten Kenngrößen sind die nicht eingespeiste bzw. die nicht gelieferte Leistung und die jeweils zugehörigen Ausfalldauern. Der erstellte Datensatz beinhaltet diese Kennwerte von den Betriebsmitteln aller Lastszenarien k , welche für das Übertragungsnetzmodell bestimmt wurden.

Die Verwendung der Szenarien kann mit gleicher Eintrittswahrscheinlichkeit oder auch mit individueller Gewichtung gewählt werden. So ist z.B. bei fünf Lastszenarien mit einer Gleichverteilung der erwartete Netzzustand für 1.752 h ($1/5 \times 8.760$ h) des Jahres gültig. Alle Lastszenarien haben so die gleiche Eintrittswahrscheinlichkeit von $P_r = 1/k$. Bei einer individuellen Anpassung können die Eintrittswahrscheinlichkeiten der Lastszenarien k nach deren Vorkommen innerhalb eines Jahres angepasst werden. So

kann z.B. ein Spitzenlastszenario ermittelt werden, was mit fünf Prozent Eintrittswahrscheinlichkeit, und zwei Mittel- und Schwachlastszenarien, welche die restlichen 95 Prozent des Jahres abdecken.

Im Rahmen dieser Arbeit wird mit der gleichen Eintrittswahrscheinlichkeit für alle Szenarien gerechnet. Die erstellten Last-/Erzeugungsszenarien k sind jeweils repräsentativ für 876 h des Jahres. Über die diskrete Gleichverteilung erfolgt somit die zufällige Auswahl des Lastszenarios individuell für jedes Betriebsmittel und separat für jede Simulationsrunde der Monte-Carlo-Simulation. Die Auslastung des Übertragungsnetzes im Verlauf eines Jahres wird umso genauer nachgebildet, je mehr Lastszenarien zur Verfügung stehen.

6.2.2 Streuung der altersabhängigen Ausfallraten der Betriebsmittel

Bei der altersabhängigen Ausfallrate der Betriebsmittel wird bei der Inferenz eine betriebsmittelspezifische Normalverteilung auf Basis der VDN-Störungsstatistik und der Altersverteilung der Betriebsmittel, siehe Kapitel 4.1.3, entwickelt. Die Ausfallraten steigen exponentiell mit dem Alter an. Die Betriebsmittelausfälle ereignen sich zufällig, und somit sind auch die Ausfallraten der jeweiligen Betriebsmittel stochastisch. Durch die Modellierung eines Streuungsbandes um die deterministischen Ausfallraten der jeweiligen Altersklassen wird dies erreicht. Dabei soll der Schwankungsbereich mit zunehmendem Alter steigen, da auch die Ausfallraten bei einer älteren Anlage schwieriger zu prognostizieren ist. Deshalb wird die Breite des Streuungsbandes als Prozentsatz um die altersabhängige Ausfallrate angegeben. In Abbildung 6.1 wird als Beispiel die altersabhängige Ausfallrate von Leistungsschaltern mit deren Schwankungsband dargestellt. Die Streuung der Werte wird mit zehn Prozent der Ausfallrate in der jeweiligen Altersklasse vorgegeben.

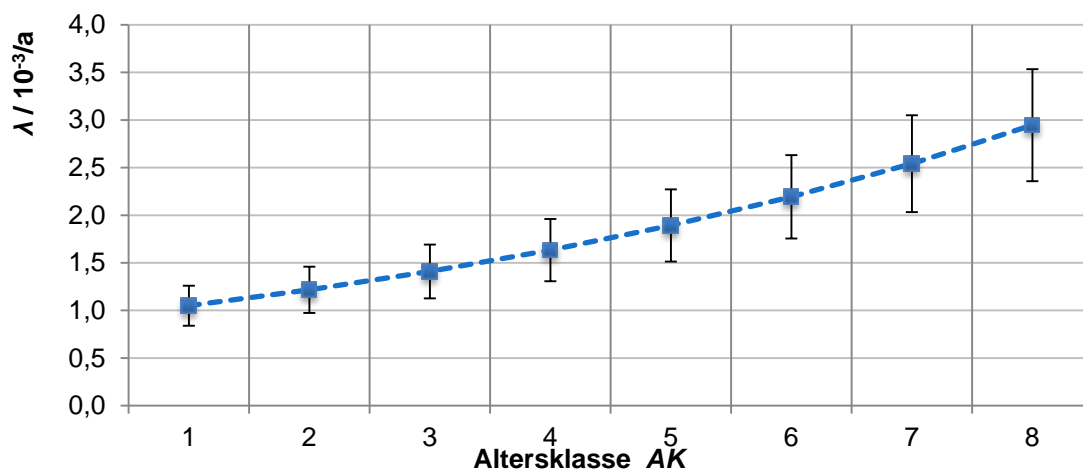


Abbildung 6.1: Die altersabhängigen Ausfallraten λ von Leistungsschaltern mit Schwankungsband

Des Weiteren wird angenommen, dass die Ausfallraten innerhalb des Schwankungsbereichs normalverteilt sind. Im Gegensatz zur Gleichverteilung sind die Ausfallhäufigkeiten stärker um den Mittelwert der Altersklasse konzentriert. Der Erwartungswert μ der Normalverteilung entspricht der altersabhängigen Ausfallhäufigkeit.

Die Bestimmung der Varianz σ^2 wird allgemein über die durchschnittliche quadratische Abweichung der Stichprobenwerte vom Erwartungswert bestimmt. Da die Stichprobe allerdings unbekannt ist, muss die Varianz anderweitig bestimmt werden. Eine Möglichkeit bietet die Verwendung der Quantiltabelle der Standardnormalverteilung. Mit deren Hilfe kann die Wahrscheinlichkeit eines zentralen Schwankungsintervalls um den Mittelwert angegeben werden. Für den weiteren Verlauf in dieser Arbeit wird von einer tolerierten Irrtumswahrscheinlichkeit von $\alpha = 0,05$ und von einem Schwankungsband von $m = 10\%$ ausgegangen. Die Ausfallrate λ eines Betriebsmittels mit einer Normalverteilung um den Erwartungswert der jeweiligen Altersklasse ist in Gleichung 6.1 dargestellt.

$$\lambda_{AK,i} \sim N(\mu_i(AK); \sigma_i(AK)^2) \quad (6.1)$$

$\lambda_{AK,i}$	Altersabhängige Ausfallrate des Betriebsmittels i
$\mu_i(AK)$	Erwartungswert in Abhängigkeit von der Alterklasse AK
$\sigma_i(AK)^2$	Varianz in Abhängigkeit von der Altersklasse AK
$N(x,y)$	Normalverteilung um den Mittelwert x mit der Varianz y

Abschließend sind die altersabhängigen Standardabweichungen der Betriebsmittel in Tabelle 6.2 zusammengefasst. Die Streuung der Ausfallrate kann mit der dargestellten Normalverteilung in Gleichung (6.1) in das VaR-Modell integriert werden.

Tabelle 6.2: Standardabweichung σ_{AK} der Betriebsmitteltypen für eine Irrtumswahrscheinlichkeit von $\alpha = 0,05$ und einen Streubereich von $m = 20\%$

Altersklasse AK	Standardabweichung $\sigma_{AK} / 10^{-4}/a$				
	<i>CB</i>	<i>DIS</i>	<i>BB</i>	<i>OHL</i>	<i>PTR</i>
1	1,276	0,481	0,209	0,452	5,303
2	1,478	0,551	0,252	0,613	6,187
3	1,713	0,631	0,304	0,831	7,217
4	1,986	0,724	0,367	1,126	8,419
5	2,301	0,829	0,443	1,526	9,820
6	2,667	0,950	0,534	2,068	11,456
7	3,091	1,089	0,645	2,802	13,364
8	3,582	1,247	0,778	3,798	15,589

6.3 Bestimmung des Betriebsmittelrisikos

Das Risiko eines Betriebsmittels ergibt sich aus der Summation dessen Einzelrisiken. Allgemein bestimmt sich das Risiko aus dem Produkt von Eintrittswahrscheinlichkeit und Konsequenz des Eintretens. Die Eintrittswahrscheinlichkeit des Betriebsmittelausfalls wird durch die altersabhängigen Ausfallraten des Betriebsmittels beschrieben. Aufgrund des in Kapitel 6.2.2 erläuterten normalverteilten Streuungsbandes um die Ausfallrate der Altersklasse handelt es sich bei dieser Größe um einen Risikofaktor. Das Betriebsmittelrisiko besteht aus drei Teilen. Diese sind wie folgt:

- Reparaturrisiko $R_{R,i}$
- Risiko nicht gelieferter Energie $R_{C,i}$
- Risiko nicht eingespeister Energie $R_{P,i}$.

In den nächsten drei Unterkapiteln wird die Bestimmung diese drei Teilrisiken der Betriebsmittel erläutert. Diese werden für jede Simulationsrunde s für jedes Betriebsmittel i erneut bestimmt.

6.3.1 Reparaturrisiko von Betriebsmitteln

Das *Reparaturrisiko* $R_{R,i}$ eines Betriebsmittels setzt sich aus dem Produkt der Reparaturkosten $K_{R,i}$ und dessen Eintrittswahrscheinlichkeit, welche durch die altersabhängigen Ausfallrate $\lambda_{AK,i}$ berücksichtigt wird, zusammen und wird mit Gleichung (6.2) bestimmt.

$$R_{R,i} = K_{R,i} * \lambda_{AK,i} \quad (6.2)$$

$K_{R,i}$ Reparaturkosten in €

$\lambda_{AK,i}$ Ausfallrate des Betriebsmittels in 1/a

Die Reparaturkosten können je nach Betriebsmittelgruppe sich deutlich unterscheiden. In Tabelle 2.7 sind die Werte für die Normalverteilungen dieses Kostenposten zusammengefasst, aus denen per Zufallsexperiment ein Wert bezogen wird.

6.3.2 Umsatzausfallrisiko nicht gelieferter Energie

Das Risiko nicht gelieferter Energie $R_{C,i}$ und dem daraus resultierenden Risiko an Umsatzausfall berechnet sich aus dem Produkt der Ausfallrate $\lambda_{AK,i}$, der Energiekosten K_E und der Fehlenergiemenge $W_{C,i}$, die der vertikalen Netzlast der 110-kV-Netzgruppen nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Die nicht gelieferte Energie $W_{C,i}$ wird bestimmt mit der Multiplikation der am Lastknoten der 110-kV-Netzgruppen nicht verfü-

baren summierten Leistung $P_{C,i}$ mit der zugehörigen Ausfalldauer $T_{C,i}$. Diese beiden Kenngrößen sind mit Zuverlässigkeitsanalysen für die jeweiligen Last- und Erzeugungs-Szenarien bestimmt und werden für alle Betriebsmittel hinterlegt. Anschließend wird per Zufallsexperiment ausgewählt welches Kenngrößenpaar verwendet wird. Wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, wird die nicht gelieferte Energie aufgrund der Variation der Lastszenarien durch eine diskrete Gleichverteilung modelliert. Das Risiko von nicht gelieferter Energie an die 110-kV-Netzgruppen, welches durch ein Betriebsmittelausfall verursacht wird, bestimmt sich mit Gleichung (6.3).

$$R_{C,i} = K_E * P_{C,i} * T_{C,i} * \lambda_{AK,i} = K_E * W_{C,i} * \lambda_{AK,i} \quad (6.3)$$

K_E Energiekosten in €

$P_{C,i}$ Summierte ausgefallene Leistung an den 110-kV-Netzgruppen in MW

$T_{C,i}$ Ausfalldauer der summierten Re-Dispatch Leistung der 110-kV-Netzgruppen in h

$\lambda_{AK,i}$ Ausfallrate des Betriebsmittels in 1/a

$W_{C,i}$ Summierte nicht gelieferte Energie an die 110-kV-Netzgruppen in MWh

6.3.3 Umsatzausfallrisiko Re-Dispatch Kraftwerke

Ähnlich dazu wird auch das Risiko nicht eingespeister Energie R_P bestimmt. Hier werden die nicht eingespeiste Leistung der Kraftwerke und die Ausfalldauer durch die entsprechenden Größen $P_{G,i}$ und $T_{G,i}$ der Zuverlässigkeitsberechnung für die nicht eingespeiste Energie $W_{G,i}$ verwendet. Mit Gleichung (6.4) wird der Risikoanteil der nicht eingespeisten Energie verursacht durch einen Betriebsmittelausfall bestimmt.

$$R_{G,i} = K_E * P_{P,i} * T_{P,i} * \lambda_{AK,i} = K_E * W_{P,i} * \lambda_{AK,i} \quad (6.4)$$

K_E Energiekosten in €

$P_{P,i}$ Summierten Re-Dispatch Leistung an den Generatoren in MW

$T_{G,i}$ Ausfalldauer der summierten Re-Dispatch Leistung der Generatoren in h

$\lambda_{AK,i}$ Ausfallrate des Betriebsmittels in 1/a

$W_{G,i}$ Summierte nicht eingespeiste Energie der Generatoren in MWh

6.3.4 Zusammensetzung des Schadensrisikos eines Betriebsmittels

Das Betriebsmittelrisiko entspricht der Schadenshöhe innerhalb einer Simulationsrunde. Das Gesamtrisiko \overline{R}_i eines Betriebsmittels wird für jede Simulationsrunde s neu bestimmt. Die drei Teilrisiken werden auf Basis der jeweiligen Risiko-Verteilungen ermittelt. Die mathematische Realisierung, das Ergebnis einer Zufallsvariablen, wird durch einen Strich über der Variablen gekennzeichnet. Im Unterschied zu den Verteilungen der Teilrisiken können die realisierten Zufallsvariablen zum realisierten Gesamtrisiko addiert werden, siehe Gleichung (6.5). Dabei geben \overline{R}_R und \overline{R}_C bzw. \overline{R}_G die aus

den Risikoverteilungen generierten realisierten Risiken der Reparaturkosten sowie der Umsatzausfälle aus der nicht eingespeisten bzw. nicht gelieferten Energie an. Bei der Zusammenführung der drei Komponenten können die Risiken aus nicht gelieferte bzw. die nicht eingespeiste Energie über die Gewichtungsfaktoren g_C bzw. g_G beeinflusst werden. So können z.B. Pönalen bzw. Imageschäden des Netzbetreibers durch Versorgungsausfälle zusätzlich mitberücksichtigt werden.

$$\overline{R_i} = \overline{R_{R,i}} + g_C * \overline{R_{C,i}} + g_G * \overline{R_{G,i}} \quad (6.5)$$

$\overline{R_i}$ Betriebsmittelrisiko in €

$\overline{R_{R,i}}$ Reparaturkostenrisiko in €

$\overline{R_{C,i}}$ Summiertes Umsatzrisiko der 110-kV-Netzgruppen in €

$\overline{R_{G,i}}$ Summiertes Umsatzrisiko durch Re-Dispatch der Generatoren in €

g_C Gewichtungsfaktor Versorgung der 110-kV-Netzgruppen

g_G Gewichtungsfaktor Versorgung der Generatoren

Einen grafischen Überblick über den Zusammenhang zwischen den Eingangsgrößen, den Teilrisiken und der Berechnung des betriebsmittelbezogenen Risikos ist in Abbildung 6.2 dargestellt. Bei der Risikoermittlung werden verschiedene Risikofaktoren und -klassen berücksichtigt. Es handelt sich beim darauf basierenden VaR nicht um eine Kennzahl, sondern um ein Kennzahlensystem.

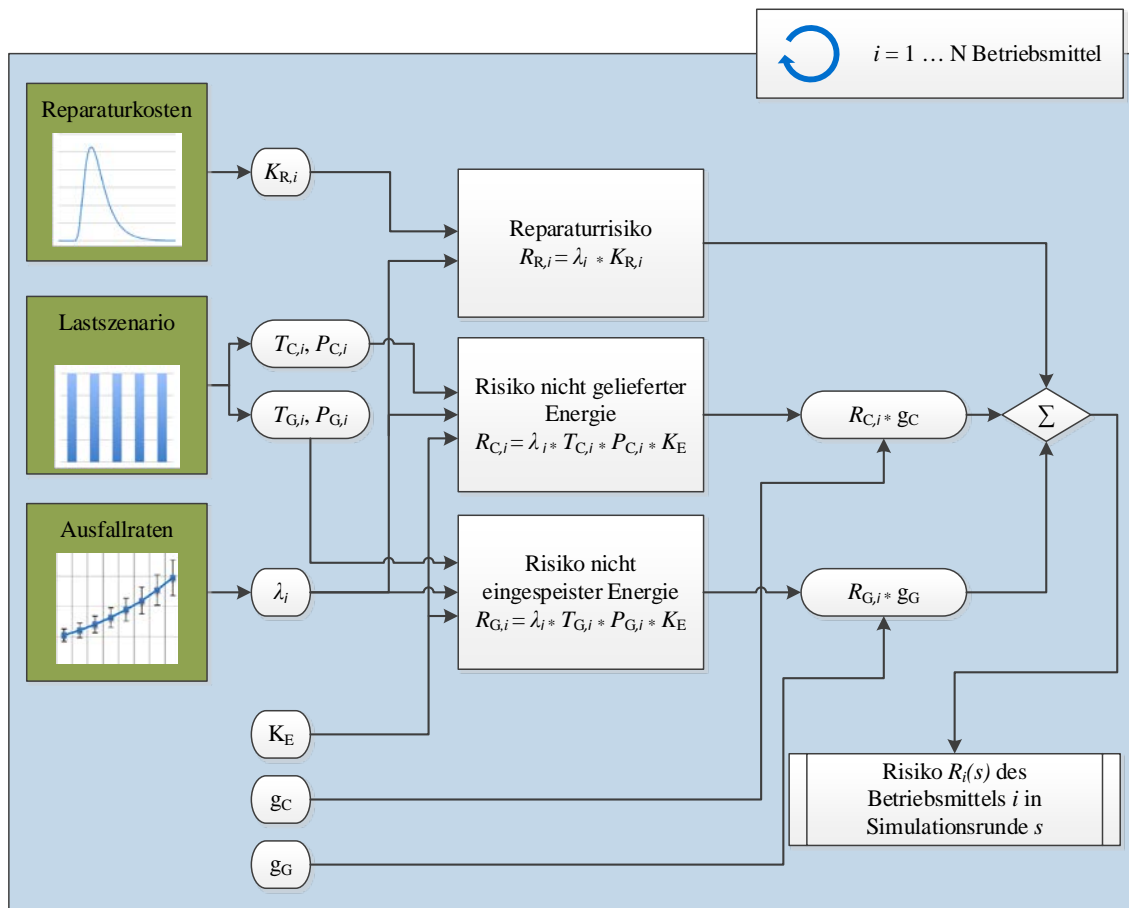


Abbildung 6.2: Bestimmung des Betriebsmittelrisikos

Die ermittelten Kenngrößen der Zuverlässigkeitsanalysen von zahlreichen Betriebsmitteln zeigen, dass bei einem Ausfall keine Auswirkung auf Einspeisung der Kraftwerke oder der Versorgung der 110-kV-Netzgruppen verursacht werden. Für die jeweiligen Betriebsmittel gilt $P_C = P_G = 0$. Es entstehen keine Umsatzausfälle durch nicht gelieferte oder nicht eingespeiste Energie. Die beiden Teilrisiken nicht gelieferter und nicht eingespeister Energie existieren für diese Betriebsmittel nicht und es gilt: $R_C = R_G = 0$. Die Betriebsmittel besitzen immer ein Reparaturkostenrisiko für die Instandsetzung.

6.4 Bestimmung des Value-at-Risk der Betriebsmittel und weitere Clusterungen

Nachdem die realisierten Risiken aller Betriebsmittel des gesamten Netzes für alle Simulationsrunden s der Monte-Carlo-Simulation bestimmt sind, müssen die Risikowerte \bar{R}_i aufsteigend sortiert werden. Mit Hilfe dieser Werte, siehe Abbildung 6.3, kann die empirische Verteilung im Betrachtungszeitraum bestimmt werden, indem auf der

X-Achse die Risikohöhe und auf der y-Achse die kumulierte Häufigkeit eingetragen werden. Die kumulierte Häufigkeit zum Risiko x gibt dabei an, in wieviel Prozent der Fälle sich ein Risikowert kleiner oder gleich x ergibt. In dieser Abbildung sind beispielhaft die Gesamtnetzrisiken pro Simulationsrunde der Größe nach aufgeführt. Diese Abbildung ist identisch mit Abbildung 7.1. Anhand dessen wird in Kapitel 7 die genaue Zusammenstellung der Gesamtrisiken erläutert.

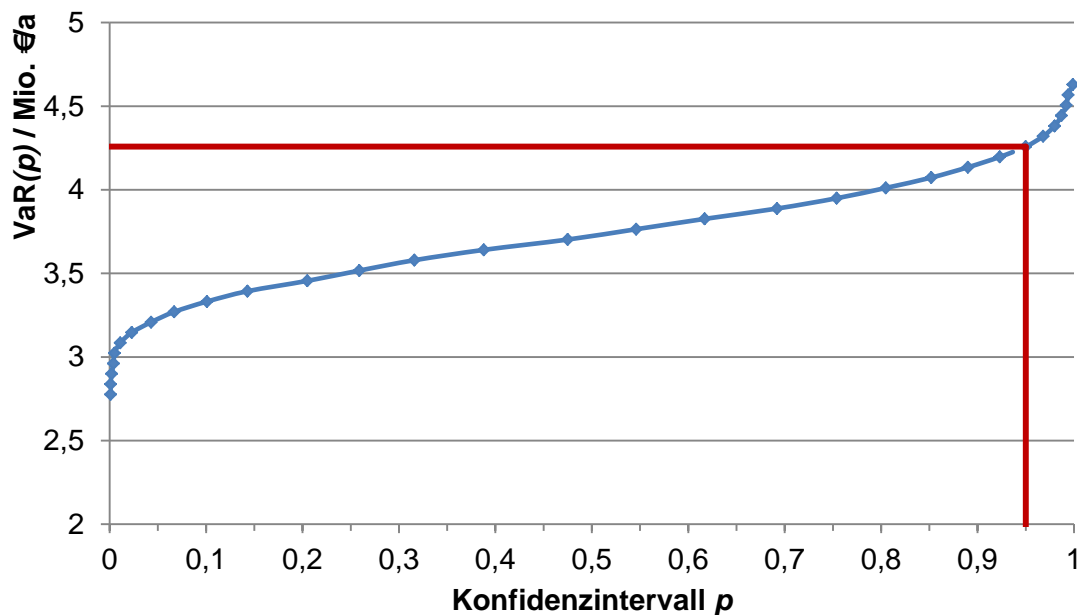


Abbildung 6.3: Sortierte Gesamtrisiken und Bestimmung des VaR

Sind alle Werte im XY-Diagramm eingetragen, kann aus dieser empirischen Verteilung der VaR zum jeweiligen Konfidenzniveau abgelesen werden. Ist z.B. ein Konfidenzniveau von 95 % gewählt, wie auch in der obenstehenden Abbildung, muss auf der X-Achse der Wert der Verteilung abgelesen werden, der sich bei einem Y-Wert von 0,95 einstellt. Dieser x-Wert ist der gesuchte VaR. Dieses maximale Risiko entsteht also mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 95 %. Die Risikohöhe wird folglich nur in fünf Prozent der Fälle über dem ermittelten Wert liegen. Die Risikoverteilung entspricht der Zuordnung zwischen Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß. Die y-Werte stehen somit für die Schadenshöhe. Somit handelt es sich beim $VaR(95)$ um den maximalen, ausfallbedingten Verlust in einem Übertragungsnetz, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht überschritten wird.

Mit diesem Konzept können auch die Risikoverteilung einzelner Betriebsmittelgruppen oder anderweitige Gruppierungen bestimmt werden. Hierzu wird innerhalb einer Simulationsrunde s die Summe der Risiken gebildet. Durch Sortierung ergibt sich dann die

Verteilungsfunktion des Verlustrisikos der betrachteten Clusterung, aus der der VaR zum gewünschten Konfidenzniveau abgelesen werden kann. Mit diesem Transformationsverfahren, das in Abbildung 6.4 grafisch zusammengefasst ist, ist das VaR-Modellvollständig beschrieben. Mit diesem Konzept wird das Verlustrisiko eines Übertragungsnetzmodells berechnet, welches im siebten Kapitel ausgewertet und genauer behandelt wird.

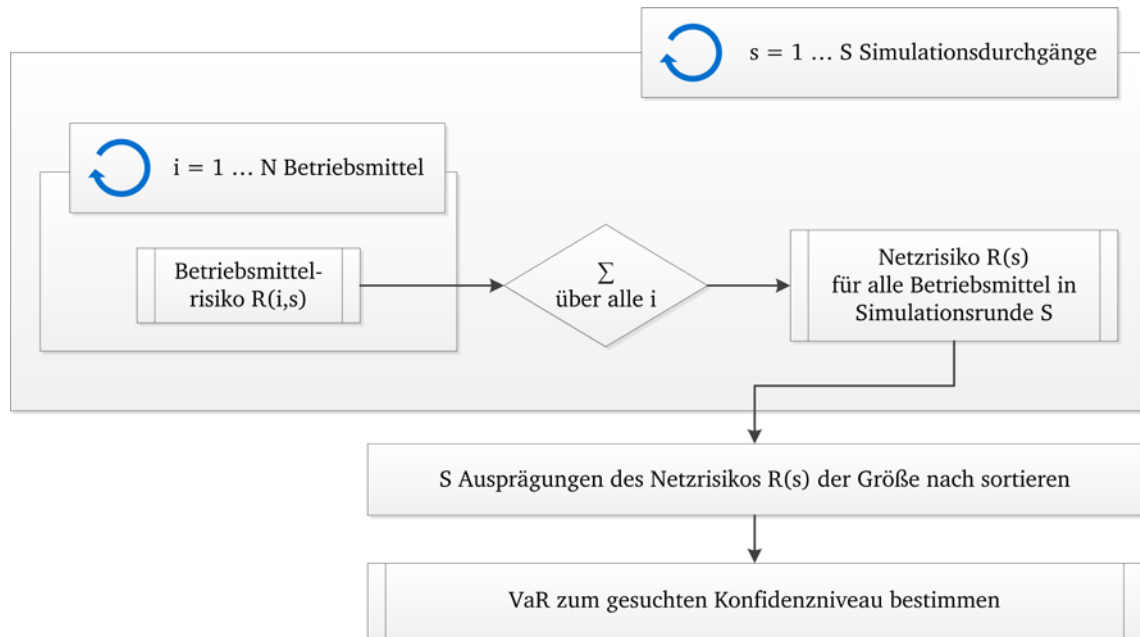


Abbildung 6.4: Bestimmung des VaR des Gesamtnetzes

Im folgenden Unterkapitel 6.4 wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Es wird festgestellt, welche Anzahl an Simulationsdurchgängen nötig ist, um ein reproduzierbares Ergebnis zu erzielen.

6.5 Sensitivitätsanalyse des VaR

Bei der Verwendung des Value at Risk mit der Monte-Carlo-Simulation gilt es bei der Wahl der Anzahl von Simulationsdurchgängen einen Zielkonflikt zwischen der Genauigkeit des Simulationsergebnisses und der Simulationsdauer zu lösen. Je mehr Simulationsrunden durchgeführt werden, desto exakter wird der VaR berechnet. Die Durchführungsdauer der Simulation erhöht sich mit dessen Genauigkeit. Anhand eines Vergleichs der Simulationen mit 100, 1.000, 10.000 und 100.000 Monte-Carlo-Simulationsrunden soll die optimale Anzahl bestimmt werden.

Mit dem vorhandenen Setup des Computers (Intel Core i3 Prozessor mit 2,93 GHz, 4 GB RAM, Windows 7 Professional 64 Bit) beträgt die Simulationsdauer für 100 Simulationsrunden weniger als 5 Minuten. Dies steigert sich über ca. 20 Minuten bei 1.000 Runden und 2,5 h bei 10.000 bis hin zu 24 h bei 100.000 Durchgängen.

Die Ursache für die mit den Simulationsrunden steigende Genauigkeit liegt im Konzept des VaR. Mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation wird in jedem Durchgang der finanzielle Schaden auf Basis der Zufallsverteilungen der Risikofaktoren des zugrunde liegenden Modells als Realisierungen eines Zufallsexperiments abgeschätzt. Danach werden alle Werte nach aufsteigender Höhe sortiert. Aus dieser empirischen Verteilung wird der Value at Risk zum Konfidenzniveau $p = 0,9$ verwendet. In diesem Fall liegen 90 % der Werte der Zufallsexperimente unterhalb und 10 % der Werte oberhalb des VaR. Je mehr Simulationsrunden durchgeführt werden, desto höher ist die Anzahl der erzeugten Zufallswerte. Folglich ist die Wertemenge sowohl unter als auch über dem Konfidenzniveau größer, sodass der Value at Risk genauer eingegrenzt werden kann.

Diese theoretische Annahme wird mit dem Modell überprüft. Hierzu werden die Monte-Carlo-Simulationen für jede der angegebenen Simulationsrundenzahlen zehnmal wiederholt. In Abbildung 6.5 sind jeweils zehn VaR-Werte des betrachteten Netzmodells für 100, 1.000, 10.000 und 100.000 Simulationsrunden dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Streuung der Datenreihen mit zunehmender Anzahl an Simulationsdurchgängen abnimmt. Die getroffene Annahme wird bereits optisch bestätigt.

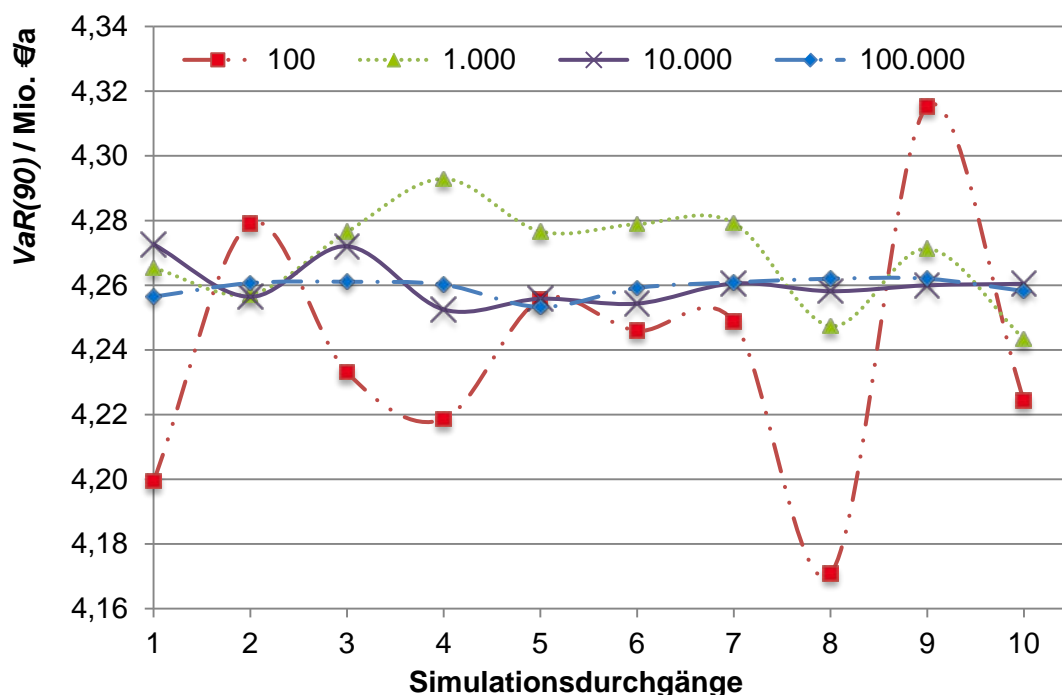


Abbildung 6.5: $VaR(90)$ in Abhängigkeit der Anzahl von Simulationsrunden

Zur Auswahl der optimalen Anzahl an Simulationsdurchgängen für die nachfolgenden Untersuchungen ist eine detaillierte Analyse der Simulationsgenauigkeit notwendig. Hierzu wird für die vier verschiedenen Simulationsrundenanzahlen (100, 1.000, 10.000, 100.000) der Mittelwert der zehn VaR-Werte bestimmt. Davon ausgehend wird die Standardabweichung innerhalb der Wertegruppen sowie die relative Abweichung berechnet, die die Standardabweichung in Relation zum Mittelwert betrachtet. Abschließend werden die betragsmäßig kleinsten bzw. größten Abweichungen der VaR-Werte vom jeweiligen Mittelwert ermittelt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.3 zusammengefasst.

Tabelle 6.3: Sensitivitätsanalyse der VaR-Methode in Abhängigkeit der Simulationsdurchläufe

Simulationsrunden	VaR(90)-Mittelwert / k€	Standardabweichung / k€	Relative Abweichung	Min. Mittelwertabw. / k€	Max. Mittelwertabw. / k€
100	4.239	40,430	0,95 %	6,007	76,212
1.000	4.268	15,529	0,36 %	2,402	25,485
10.000	4.260	6,893	0,16 %	0,148	12,364
100.000	4.259	2,756	0,06 %	0,234	6,107

Für die weitere Analyse ist eine Standardabweichung kleiner 10.000 € bzw. eine maximale Abweichung vom Mittelwert unter 15.000 € exakt genug. Darüber hinaus weichen die Mittelwerte der beiden Versuchsreihen mit den meisten Simulationsdurchgängen kaum voneinander ab. Deshalb wird von einer exakteren Bestimmung des VaR durch Simulationen mit 100.000 Runden aufgrund der Rechendauer von einem Tag abgesehen. Als Basisergebnis für das folgende Kapitel wird die VaR-Kalkulation verwendet, die bei 10.000 Simulationsdurchgängen die geringste Abweichung vom Mittelwert aufweist. Aufgrund der geringen relativen Abweichung von unter einem Prozent kann in Zukunft auf die wiederholte Simulation und die Auswahl des Ergebnisses mit der geringsten Mittelwertabweichung verzichtet werden. Für weitere Untersuchungen ist die einmalige VaR-Kalkulation mit 10.000 Simulationsrunden exakt genug.

7 Anwendungsmöglichkeiten des VaR im Asset Management

Dieses Kapitel zeigt einige Möglichkeiten der Anwendung der Value at Risk Methode, welche im vorigen Kapitel vorgestellt worden ist, für das Asset Management und ist in drei Abschnitte unterteilt. Für die Darstellung der Ergebnisse wird das voran vorgestellte Übertragungsnetzmodell mit den zehn Last- und Erzeugungsszenarien verwendet.

Im ersten Abschnitt wird das operative Risiko eines Übertragungsnetzes am Beispiel des Übertragungsnetzmodells bestimmt. Es folgt eine Auswertung der Risiken nach Betriebsmittelgruppen und weiteren Gruppierungen, welche Risikokosten jährlich zu erwarten bzw. welcher Betriebsmittelgruppe das Gros zugeordnet werden kann. Des Weiteren wird nach Clustern gesucht, die eine klare Prioritätszuweisung für die einzelnen Ausprägungen erlauben.

Im zweiten Unterkapitel werden die Möglichkeiten für die Instandhaltung des Übertragungsnetzes aufgezeigt. Am Beispiel der Erstellung von risikoorientierten Instandhaltungs- und Betriebsmittelaustauschstrategien wird bei gleichbleibenden Betriebskosten das Gesamtrisiko des Übertragungsnetzes reduziert. Dies erfolgt mit unterschiedlichen Ziel- und Entscheidungsgrößen. Des Weiteren werden z.B. Instandhaltungsentscheidungen nach Gruppierungen wie Schaltanlagenfelder analysiert. Eine Instandhaltungsstrategie mit dem Cluster Schaltanlage, alle Betriebsmittel innerhalb einer Schaltanlage erhält die gleiche Intensität an Wartung, wird angewendet und zeigt dabei interessante Ergebnisse. Als weitere Zielgröße werden die minimalen Betriebskosten bei gleichbleibenden Risikokosten ermittelt. Für die Erreichung der Optimierungsziele wird ein Multiple-Choice-Knapsack- Ansatz gewählt, der mit der Berechnungsmethode von Solters gelöst wird.

Der dritte Abschnitt beschäftigt sich detailliert mit den Leistungstransformatoren und deren Austausch am Ende des Lebenszyklus. Es werden zusätzlich die Möglichkeiten eines Refurbishments in Betracht gezogen, das den Austausch der Durchführungen und des Stufenstellers vorsieht. Es wird gezeigt, dass dieser partielle Austausch von Komponenten am Leistungstransformator ein effizientes Instrument ist, um die Risikokosten zu senken.

7.1 Ermittlung des operativen Risikos des 380-kV-Übertragungsnetzes mit der VaR-Methode

Die Bestimmung des operativen Risikos und der damit verbundenen Netzverfügbarkeit ist für den Übertragungsnetzbetreiber von übergeordnetem Interesse. Die Gründe sind im doppelten Sinne in den Umsatzerlösen zu finden. Für die Festlegung des Netzentgeltes wird die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes mitbewertet. So verursachen eine hohe Anzahl an Versorgungsunterbrechungen und die zugehörigen Ausfalldauern nicht nur Umsatzausfälle, sondern führen zusätzlich zu geringeren Entgelten für die Netznutzung [85].

Die Value-at-Risk-Methode für das 380-kV-Übertragungsnetz wird mit dem Konfidenzintervall von 95 Prozent und mit dem Beobachtungszeitraum von einem Jahr angewendet. Ursächlich dafür ist, dass im Bankensektor als auch in der weiteren Anwendungen auf dieses Intervall verwiesen wird, um ein sehr hohes Risikomaß zu erhalten [84]. Des Weiteren sind alle Kenndaten der Betriebsmittel auf diesen Zeitraum bezogen. Als Kenndaten für die Betriebsmittel werden die erstellten altersabhängigen Ausfallraten mit den Altersklassen verwendet. Die Reparaturkosten und die Kenndaten deren Verteilungsfunktionen für die einzelnen Betriebsmittelgruppen können der Tabelle 2.7 entnommen werden. Für die Energiekosten K_E werden konstant 50 €/MWh eingesetzt.

In Abbildung 7.1 sind die summierten Übertragungsnetzrisiken $R(s)$, sortiert nach Größe, welche mit der Monte Carlo Simulation ermittelt sind, für alle 10.000 Simulationsrunden s dargestellt. Mit den Markierungen sind die Positionen der Value at Risks $VaR(50)$ und $VaR(95)$ gekennzeichnet. Der Value at Risk des 380-kV-Übertragungsnetzes $VaR(50)$ ist der Mittelwert der Netzrisiken aller Simulationsdurchgänge und beträgt 3,85 Mio. €. Dieser Wert ist der Median aller ermittelten Netzrisiken für den Beobachtungszeitraum von einem Jahr. Dies ist der Erwartungswert der Folgekosten durch Betriebsmittelausfälle, welche zu den Betriebskosten gerechnet werden, mit denen in der höchsten Spannungsebene dieses Übertragungsnetzmodells zu rechnen ist. Der $VaR(95)$ mit einem Betrag von 4,38 Mio. € ist als Höchststrisiko anzusehen. Dieser Wert gibt an, mit welchen Ausfallkosten maximal zu rechnen ist. Die fünf Prozent der Kombinationen der Betriebsmittelausfällen, welche mit den individuellen Ausfallkosten die maximalen Netzrisiken repräsentieren, werden abgeschnitten und somit nicht weiter berücksichtigt. In diesem unbeachteten Bereich sind die Extremkombinationen zu finden. Alle Betriebsmittelausfälle finden zum schlechtesten Zeitpunkt, mit den höchsten Reparaturkosten und der höchsten Ausfallrate statt und generieren so die maxima

len Ausfallkosten. Das Eintreten dieser außergewöhnlichen Kombinationen ist theoretisch möglich, aber ist als sehr unwahrscheinlich zu bewerten. Trotzdem kann es innerhalb einer Dekade z.B. auch zu längerfristigen Stromausfällen bzw. größeren Reparaturkosten wie z.B. 2005 im Münsterland kommen. Durch erhöhte Schneelast ist eine hohe Anzahl an Freileitungsmasten umgestürzt [86].

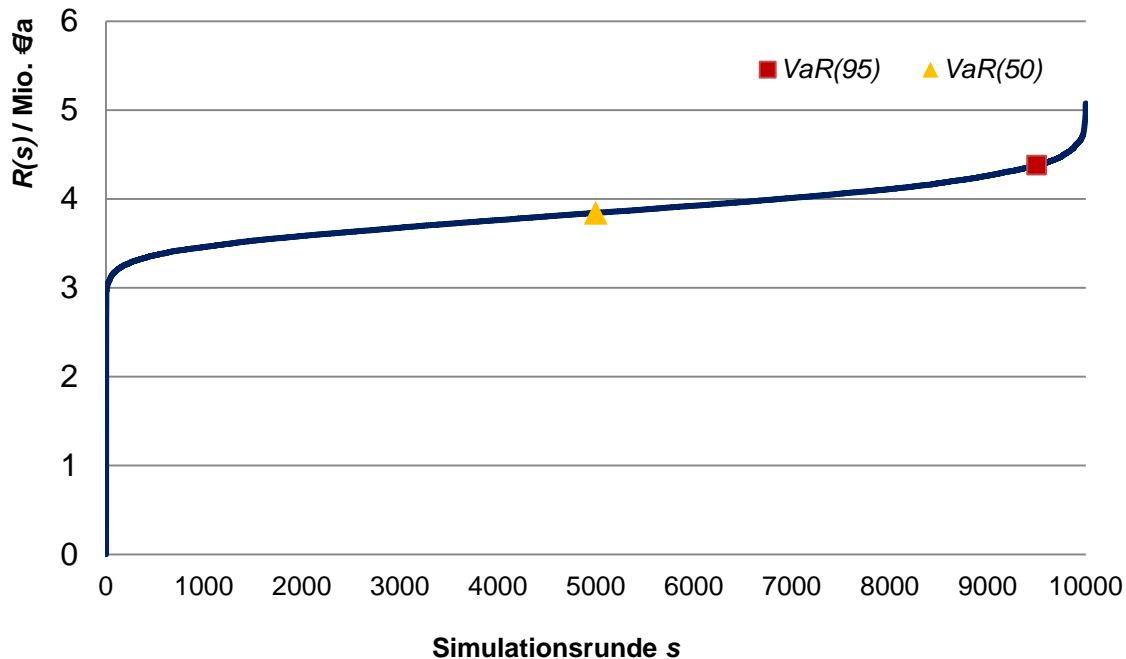


Abbildung 7.1: Sortierte summierte Netzrisiken $R(s)$

Mit Gleichung (7.1) kann der Value at Risk Wert des 380-kV-Übertragungsnetzes direkt aus dem durch die Monte Carlo Simulation bestimmten 380-kV-Übertragungsnetzrisikowerten, welche der Größe nach sortiert sind, ermittelt werden. Dieser bestimmt sich durch den Risikowert an der Position des Konfidenzintervalls multipliziert mit der Anzahl der Simulationsrunden der Monte Carlo Simulation.

$$VaR(p) = R(S \cdot p) \quad (7.1)$$

$VaR(p)$	Value at Risk des 380-kV-Übertragungsnetzes in €
$R(s)$	380-kV-Übertragungsnetzrisiko in Simulationsrunde s
S	Anzahl der Simulationsrunden der Monte Carlo Simulation
p	Konfidenzintervall in %

Bei dem im Folgenden bestimmten Value at Risks für Gruppierungen bzw. Clusterungen muss beachtet werden, dass die Summation dieser Werte nicht den 380 kV-Übertragungsnetz $VaR(95)$ ergibt. In Gleichung (7.2) ist das Beispiel mit allen einzelnen $VaR_i(i,95)$ aller Betriebsmittel i des 380-kV-Übertragungsnetzes angegeben. Die

Bestimmung des Value at Risks bezieht sich auf die Sortierung innerhalb seines Bezugssystems. In diesem Fall auf das einzelne Betriebsmittel und das Gesamtnetz. Die Summation der Einzel-Value at Risks ergibt somit nicht den Gesamt-Value at Risk. Die Cluster-VaR müssen mit der VaR-Methode ermittelt werden und ergeben sich nicht aus der Summation der Einzelwerte.

$$VaR(p) \neq \sum_{i=1}^N VaR_i(i,p) \quad (7.2)$$

$VaR(95)$ Value at Risk des 380-kV-Übertragungsnetzes

$VaR_i(i,95)$ Value at Risk des Betriebsmittels i

N Grundgesamtheit der Betriebsmittel im 380-kV-Übertragungsnetz

p Konfidenzinterfall in %

In den nächsten Unterkapiteln werden unterschiedliche Gruppierungen zur Risikoclustern zusammengefasst, und eine genauere Betrachtung der einzelnen Risiken wird durchgeführt. Zudem wird versucht, Größen bzw. Merkmale zu finden, um mehrere Betriebsmittel mit einem gemeinsamen Merkmal in ein Cluster zu vereinen, von denen allgemein ein erhöhtes Risiko ausgeht. Mit einem solchen Merkmal könnten einfache Grundsätze erstellt werden und Entscheidungen zwecks deren weiteren Behandlung in Bezug auf Risikoreduktionen angewendet werden.

7.1.1 Aufteilung des Netzrisikos nach Schaltanlagen

Die Identifikation des Netzrisikos, von welchem Teil des Netzes ein erhöhtes Risiko hervor geht, ist maßgeblich für dessen Anwendung. Die Identifikation kann für verschiedene Gruppierungen oder auch für die individuellen Betriebsmittel erfolgen. Zunächst erfolgt die Bestimmung der Risiken der individuellen Schaltanlagen. Dies ergibt einen ersten Anhaltspunkt, in welcher lokalen Gegend ein erhöhtes Netzrisiko vorliegt. Hierfür wird ein Gruppen-Value-at-Risk $VaR_S(v,p)$ für alle 380-kV-Schaltanlagen v bestimmt. Dies erfolgt ähnlich wie die Bestimmung des Netzrisikos, nur eine zusätzliche Separierung der Betriebsmittelfrisiken in die Zugehörigkeit der einzelnen Schaltanlage wird durchgeführt. Folgende vier Betriebsmittelgruppen werden innerhalb der Schaltanlagen berücksichtigt:

- Drehtrennschalter
- Leistungsschalter
- Leistungstransformator
- Sammelschiene

In Abbildung 7.2 ist graphisch die Ermittlung der Schaltanlagen - Value at Risks $VaR_S(v,p)$ zusammengefasst. Es ist zu erkennen, dass neben der Bestimmung des Gesamtnetzrisikos, auch die Risiken der Betriebsmittel bezüglich ihrer Schaltanlagen-Zugehörigkeit erfasst werden. Die summierten Schaltanlagenrisiken $R_S(v,s)$ werden so in jeder Simulationsrunde s bestimmt. Abschließend erfolgt eine aufsteigende Sortierung und der Value-at-Risk $VaR_S(v,p)$ der Schaltanlage v zum Konfidenzintervall p wird bestimmt.

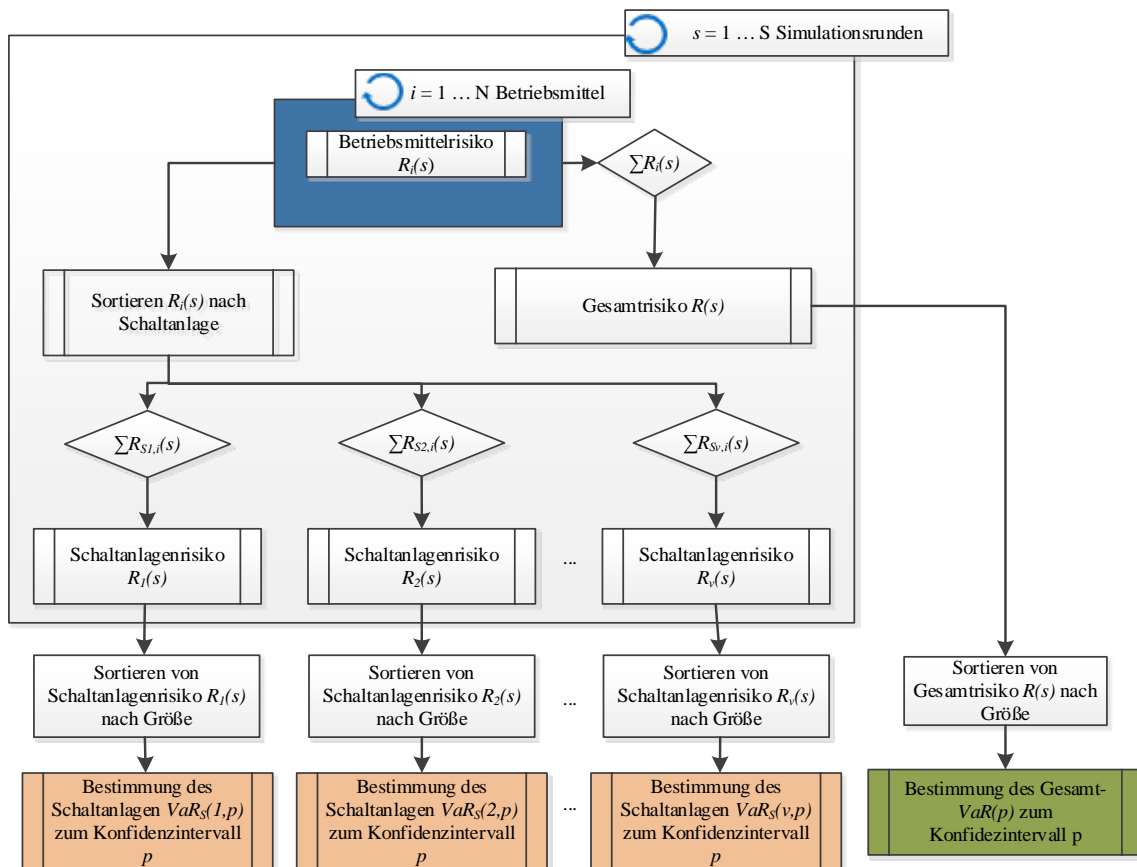


Abbildung 7.2: Bestimmung der 380-kV-Schaltanlagen- $VaR_S(v,p)$

Eine sortierte Aufstellung der Schaltanlagen $VaR_S(v,95)$ ist in Abbildung 7.3 dargestellt. Auf der Abszisse sind die Schaltanlagen v angegeben. Die Risiken der einzelnen Schaltanlagen unterscheiden sich deutlich. Die sechs Schaltanlagen mit den höchsten VaR-Werten haben dabei nicht das gleiche Layout oder eine erhöhte Anzahl an Betriebsmitteln, die innerhalb dieser Schaltanlage installiert sind. Unter diesen Anlagen befinden sich sowohl große Anlagen mit Dreifachsammelschienen mit Umgehungschiene als auch kleinere Anlagen mit Doppelsammelschiene ohne Umgehungschiene und nur wenigen Betriebsmitteln. Diese risikoreichen Schaltanlagen sind lokal nicht

in der gleichen geographischen Gegend. Teilweise sind sie mitten im Übertragungsnetzgebiet, aber auch an den Rändern zu dem benachbarten Übertragungsnetzbetreiber.

In Bezug auf eine Kraftwerkseinspeisung in die Schaltanlage kann ebenfalls keine Aussage über das Risiko getroffen werden. In Schaltanlage $v = 60$ befindet sich die Einspeisung von zwei größeren Braunkohlekraftwerken im Gigawatt-Bereich. Die Schaltanlagen $v = 59$ und $v = 58$ haben die zweit und dritthöchsten $VaR_S(v,95)$ -Werte, welche kleiner als ein Drittel des Wertes von $v = 60$ sind, und haben keine direkte Kraftwerkseinspeisung.

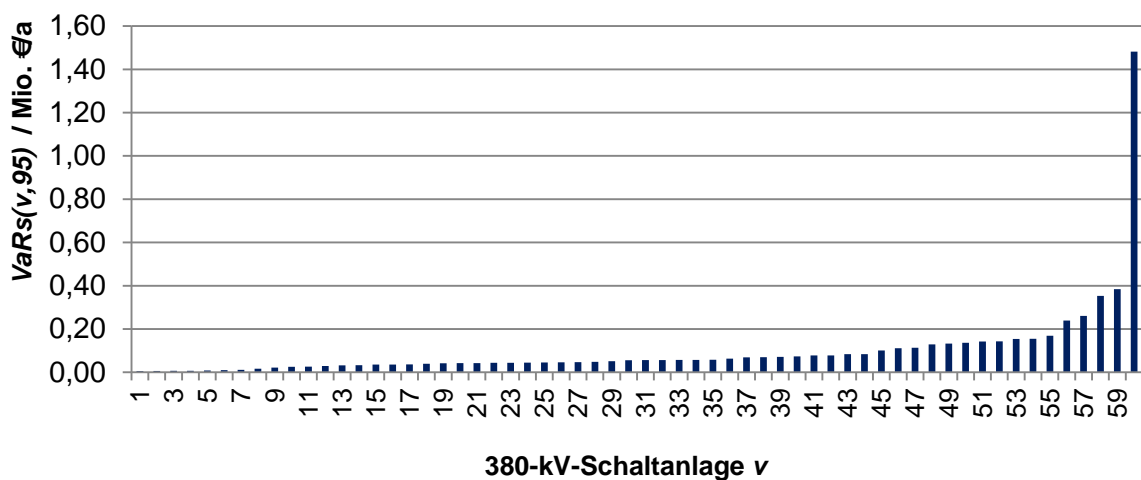


Abbildung 7.3: Sortierte 380-kV-Schaltanlagen $VaR_S(v,95)$

Das $VaR_S(v,95)$ einer Schaltanlage kann nicht über die Zugehörigkeit zu einer gewissen Gruppierung prognostiziert werden. Sowohl Layout, lokale Position oder Einspeisleistung von Kraftwerken in die Schaltanlage geben keine gesicherte Aussage über ein erhöhtes Risiko.

7.1.2 Aufteilung des Netzzrisikos nach Betriebsmittelgruppen

Das nächstkleinere Cluster zur Risikoaufteilung sind die Betriebsmittelgruppen. Die VaR-Methode wird auf die Betriebsmittelgruppen bezogen und erfolgt analog zu dem Schema in Abbildung 7.2, welches das Beispiel für die Schaltanlagen zeigt. Die fünf Gruppen Leistungsschalter (CB), Sammelschiene (BB), Freileitung (OHL), Leistungstransformator (PTR) und Trennschalter (DIS) werden dafür verwendet. In Abbildung 7.4 auf der linken Seite ist das Tortendiagramm der aggregierten Betriebsmittelgruppen-Value-at-Risks $VaR_{BG}(BG,95)$ dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Betriebsmittelgruppen Leistungsschalter und Leistungstransformatoren das Gros des Gesamtrisikos verursachen. Auf der rechten Seite in der Abbildung 7.4 sind die durchschnittlichen

Value-at-Risks der Betriebsmittelgruppen $\emptyset VaR_{BG}(p)$ dargestellt. Dieser Wert bestimmt sich mit Gleichung (7.3)

$$\emptyset VaR_{BG}(p) = \frac{VaR(BG,p)}{N_{BG}} \quad (7.3)$$

N_{BG} Grundgesamtheit der Betriebsmittelgruppe BG

$VaR_{BG}(BG,p)$ Value-at-Risk der Betriebsmittelgruppe BG

$\emptyset VaR_{BG}(p)$ Durchschnittlicher Value-at-Risk der Betriebsmittelgruppe BG

Es ist zu erkennen, dass der Ausfall eines Leistungstransformators (PTR) durchschnittlich das mit Abstand höchste Risiko darstellt. Durchschnittlich ist somit der Ausfall eines Leistungstransformators der teuerste Betriebsmittelausfall. Dies erklärt sich teilweise durch das höchste Reparaturkostenrisiko aller Betriebsmittelgruppen, welcher durch die längste Ausfalldauer und die höchste Ausfallrate zu erklären ist. Ebenso erklären sich die geringen Werte für die Freileitungen und Sammelschienen. Die Ausfallraten und die Ausfalldauer für die Betriebsmittelgruppe Sammelschiene (BB) sind deutlich geringer gegenüber den anderen Gruppen. Bei den Freileitungen sind vor allem die geringe Ausfalldauer und die durchschnittlich geringen Reparaturkosten hervorzuheben.

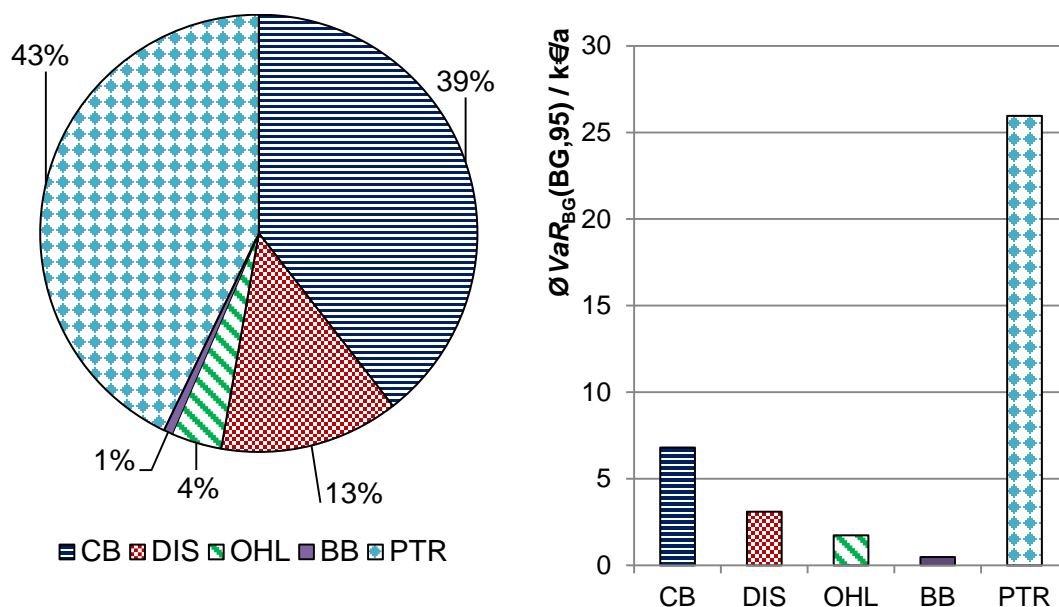


Abbildung 7.4: Aufteilung des VaR nach Betriebsmittelgruppen.

CB Leistungsschalter

DIS Drehtrennschalter

OHL Freileitung

BB Sammelschiene

PTR Leistungstransformator

Bei der Betrachtung der VaR in Bezug auf die Betriebsmittelgruppen, kann festgestellt werden, dass durchschnittlich die Leistungstransformatoren ein erhöhtes Risiko verursachen. Sammelschienen und Freileitungen zeigen sich durchschnittlich mit geringeren Risikokosten. Eine detailliertere Betrachtung der Betriebsmittelgruppen in Bezug auf deren Auslegung und Installationsort erfolgt in Kapitel 7.1.4.

7.1.3 Aufteilung des Netzrisikos nach Altersklassen

Eine Auswertung des Netzrisikos nach dem Alter bzw. der Altersklasse der Betriebsmittel zeigt, ob die erhöhte Ausfallrate signifikant für die Bedeutung des Betriebsmittels ist. Wie in Kapitel 4.1.3 sind die Betriebsmittel in acht Altersklassen, welche bis auf AK 8 ein fünf Jahresintervall innehaben, aufgeteilt. In Abbildung 7.5 ist für jede Altersklasse das Gruppenrisiko $VaR_{AK}(AK,95)$ dargestellt. Nur die AK 6 besitzt ein erhöhtes Risiko gegenüber den anderen Altersklassen. Das geringste Gruppenrisiko ist bei der älteren Altersklasse 7.

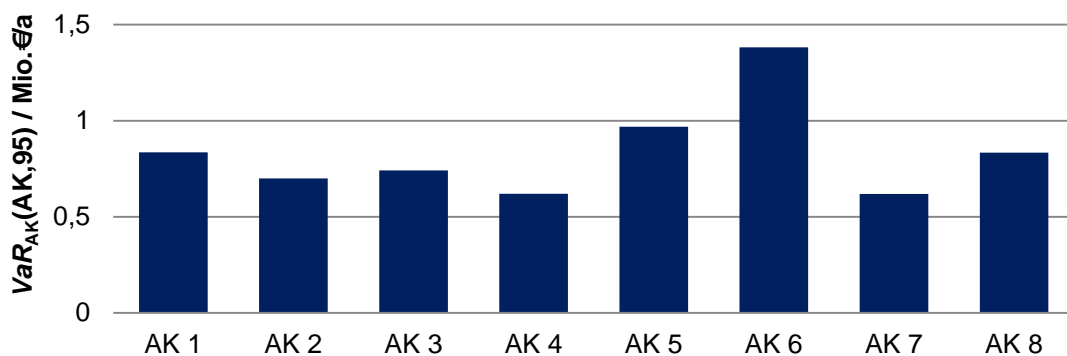


Abbildung 7.5: Aufteilung des Netzrisikos nach Altersklasse AK

Bei Betrachtung des durchschnittlichen Risikos in einer Altersklasse, d.h. unter Berücksichtigung der Anzahl der Betriebsmittel, kann auch hier kein erhöhter Erkenntnisgewinn erzielt werden, aber einige Resultate werden relativiert.

In Abbildung 7.6 ist das durchschnittliche Betriebsmittelrisiko $\emptyset VaR_{AK}(AK,95)$ nach der Einteilung in Altersklassen dargestellt. Hier ist bei den Betriebsmitteln in den beiden ältesten Altersklassen AK 7 und AK 8 mit den höchsten Ausfallraten auch das durchschnittlich höhere Risiko zu finden. Zusätzlich muss aber festgestellt werden, dass Betriebsmittel in AK 6, von dem insgesamt 21 Prozent des Gesamtrisikos ausgehen, durchschnittlich ein geringeres Risiko hat als Betriebsmittel in der AK 3. Die Betriebsmittel in der AK 3 haben somit eine überdurchschnittliche Bedeutung für das Verhalten des Übertragungsnetzes und befinden sich an neuralgischen Positionen. Die neuen

Betriebsmittel, AK 1, haben durchschnittlich das geringste Risiko. Dies ist aufgrund der niedrigsten Ausfallraten zu erwarten. Betrachtet man die Unterschiede der durchschnittlichen Risiken der Altersklassen, so ist eine Abhängigkeit zu den altersabhängigen Ausfallraten leicht erkennbar. Betriebsmittel, die nahe dem Ende des Lebenszyklus stehen, sind risikoreicher als neue Betriebsmittel. In der Mitte des Lebenszyklus, bei denen sich die Ausfallraten weniger stark unterscheiden, ist aber die Positionierung des Betriebsmittels entscheidender für die Bestimmung von dessen Risiko.

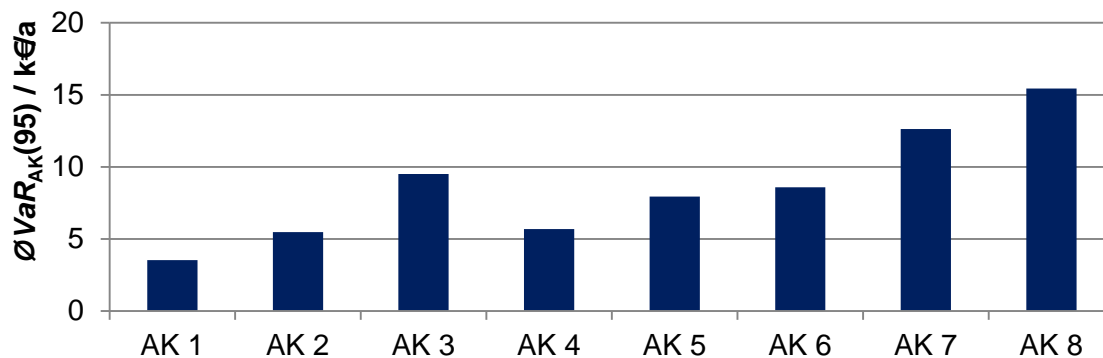


Abbildung 7.6: Durchschnittliches Betriebsmittelrisiko nach Altersklasse

Es ist festzustellen, dass die Gruppierungen Altersklasse und Schaltanlagenlayout alleine kein gesichertes Maß für die Detektion eines erhöhten Risikos sind. Nur durch Kombination verschiedener Gruppierungen kann eine Cluster-Generierung erfolgen, mit der man auf ein erhöhtes Risiko fest schließen kann.

In Abbildung 7.7 ist der durchschnittliche Betriebsmittel-Value at Risk pro Altersklasse AK und Betriebsmittelgruppe BG $\text{ØVaR}_{\text{AK,BG}}(95)$ dargestellt. Diese Werte werden analog zu denen mit einem Unterscheidungsmerkmal erstellt, nur dass das Cluster der Value at Risk-Methode zwei Merkmale und die veränderte Grundgesamtheit berücksichtigen muss.

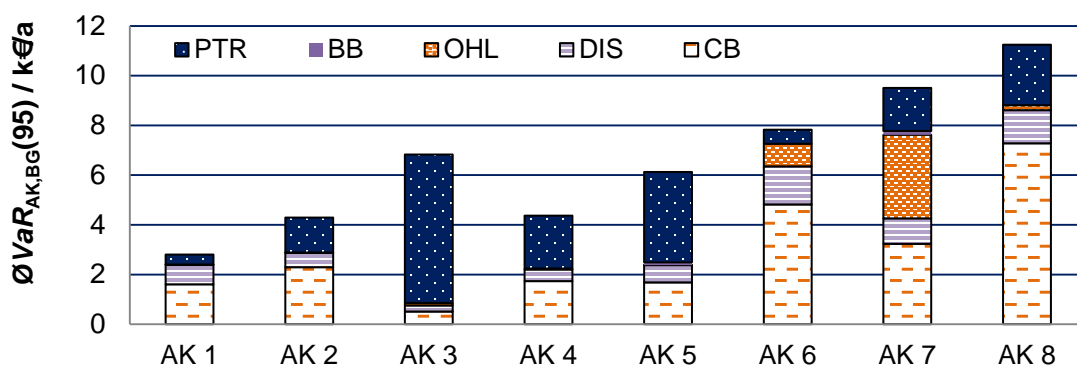


Abbildung 7.7: Durchschnittliches Betriebsmittelrisiko nach Altersklasse und Betriebsmittelgruppe

Bei Betrachtung dieses Balkendiagramms ist zu erkennen, dass die Leistungstransformatoren in der Altersklasse AK 3 den höchsten durchschnittlichen Value at Risk haben und auch weitere Cluster zeigen eine höhere Signifikanz. Doch die Grundgesamtheit bei dieser Auswertung mit zwei Unterscheidungsmerkmalen ist sehr gering. Nur wenige Betriebsmittel pro Cluster führen zu keinem Vorteil gegenüber der individuelle Feststellung des einzelnen Betriebsmittelrisikos. Diese erfolgt im folgenden Unterkapitel.

7.1.4 Aufteilung des Netzrisikos nach Betriebsmittel

Das kleinste Cluster der Risikobestimmung mit der VaR-Methode ist das einzelne Betriebsmittel. Die Präsentation dieser Ergebnisse erfolgt in der Gliederung der Betriebsmittelgruppen und mit der weiteren Unterteilung nach dessen Ausprägungsmerkmalen.

Sammelschienen

Die Betriebsmittelgruppe Sammelschiene wird in der Auswertung in Kapitel 7.1.2 mit dem geringsten summierten VaR beschrieben. Dies erklärt sich durch die niedrigste Ausfallrate und -dauer gegenüber den restlichen Betriebsmittelgruppen. Es werden die Risikowerte der Betriebsmittelgruppe Sammelschiene nach dem Schaltanlagenlayout, siehe Tabelle 7.1, genauer untersucht. Es wird mit der Value-at-Risk-Methode das Gruppenrisiko für die Sammelschienen unter Berücksichtigung des Schaltanlagenlayouts gebildet ($VaR_{BG}(i,95)$), und es ist festzustellen, dass die Gruppierung der Sammelschienen in Schaltanlagen mit der höchsten Redundanz durchschnittlich das größere Risiko haben. Der Ausfall von Sammelschienen mit dem Layout Dreifachsammelschiene hat durchschnittlich ein sehr stark erhöhtes Risiko. Die Doppelsammelschiene mit Umgehungsschiene hat durchschnittlich ein mehr als doppelt so hohes Risiko als Sammelschienen in Schaltanlagen mit Doppelsammelschiene ohne Umgehungssammelschiene.

Tabelle 7.1: Ausfallrisiken der Sammelschienen

	DB	DBT	TBT
$VaR_{BG}(i,95) / \text{k€a}$	3,41	30,46	27,28
Anzahl	22	74	16
$\emptyset VaR_{BB}(95) / \text{€a}$	155	411	1704

DB Schaltanlage mit Doppelsammelschiene

DBT Schaltanlage mit Doppelsammelschiene und Umgehungsschiene

TBT Schaltanlage mit Dreifachsammelschiene und Umgehungsschiene

In Abbildung 7.8 sind die individuellen Betriebsmittelrisiken von allen Sammelschienen in der 380-kV-Übertragungsnetzebene des Netzmodells dargestellt. Es zeigt, dass nur

etwa ein Drittel zusätzlich zum Reparaturrisiko, welches jede Sammelschiene hat, ein Umsatzausfallrisiko generiert. Die Sammelschienen mit dem Layout Doppelsammelschiene mit Umgehungsschiene (DBT) haben die höchsten Risiken, und die Layouts mit Dreifachsammelschiene und Umgehungsschiene (TBT), die durchschnittlich das höchste Risiko haben, sind nicht im Spitzenbereich der Risiken vorhanden. Bei der Berechnung der Risiken der Sammelschienen sind die Anzahl der Felder berücksichtigt. Eine Entscheidung für eine risikoorientierte Instandhaltung, die auf diese Gruppierung entscheiden würde, hätte somit negative Folgen und würde das Netzzrisiko weiter erhöhen. Bei Kosteneinsparmaßnahmen z.B. würden diese Betriebsmittel eine geringere Wartungsintensität erhalten und somit mit ihrer höheren Ausfallrate höhere Ausfallkosten generieren.

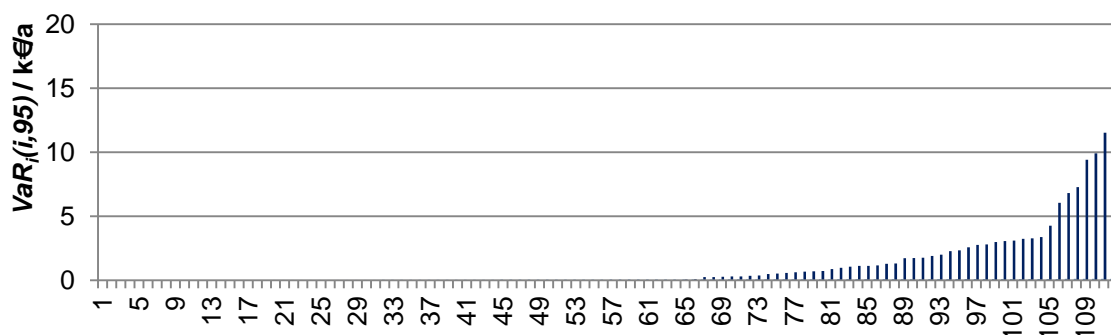


Abbildung 7.8: Individuelle Risiken der Sammelschienen

Freileitungen

Das Risiko der Betriebsmittelgruppe Freileitungen wird nach deren Installationsart, siehe ebenfalls Kapitel 2.2.1, geclustert und ausgewertet und ist in Tabelle 7.2 zusammengefasst. Es ergeben sich deutlich unterschiedliche Gruppenrisikowerte. Der Ausfall eines Systems von einer Doppelfreileitung hat durchschnittlich das geringste Risiko. Überraschend ist, dass das Risiko von Dreibeinen und Stichleitungen signifikant erhöht ist.

Tabelle 7.2: Ausfallrisiken der Freileitungen

	BL	DC	GI	OL	TL
$VaR_{OHL}(i,95) / k\text{€a}$	11,56	0,51	10,18	46,48	195,65
Anzahl	3	24	37	24	34
$\emptyset VaR_{OHL}(95) / \text{€a}$	3855	21	275	1936	5754

- BL Stichleitung
- DC Doppelleitung
- GI Freileitung mit eingeschleifter Schaltanlage
- OL Sonstige Freileitungen
- TL Dreibein-Freileitung

Bei Betrachtung der einzelnen Risikowerte, siehe Abbildung 7.9, der Freileitungen relativieren sich die Erkenntnisse aus den geclusterten Installationsart-Werten. Zwei Stichleitungen und ein Stromkreis mit der Installationsart Dreibein haben ein extremes Risiko. Beide schließen jeweils einen Industriekunden an, dessen alleinige Netzverbindung über diese Freileitung erfolgt. Somit ist bei einem Ausfall dieser Freileitung die komplette Einspeiseleistung dieser 110-kV-Netzgruppe mit der gesamten Ausfalldauer unterbrochen.

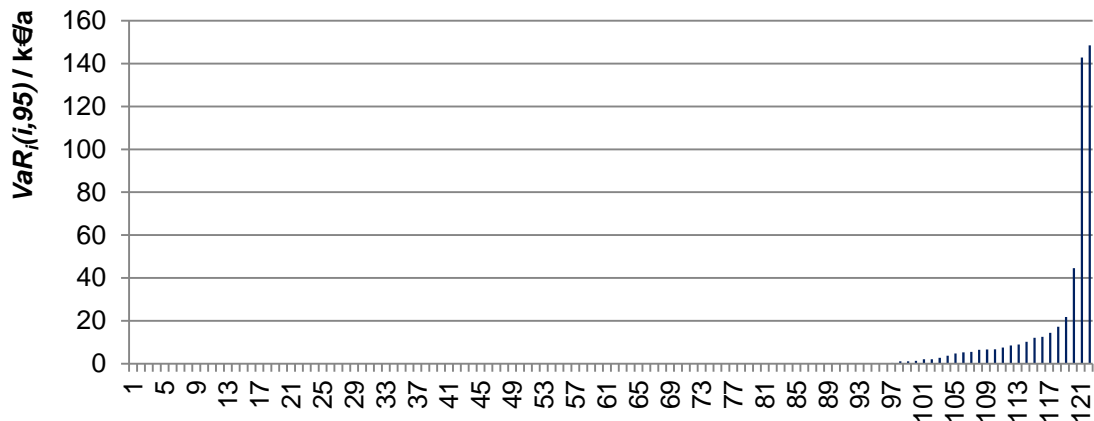


Abbildung 7.9: Individuelle VaR der Freileitungen

Die Auswertung der Risiken, welche durch den Ausfall einer Freileitung entstehen, zeigt, dass nur wenige zusätzlich zu ihrem Reparaturrisiko ein Umsatzausfallrisiko generieren. Das Risiko wird hauptsächlich von Industriekunden getragen, welche nur über eine Anschlussleitung besitzen.

Drehtrennschalter

Die Betriebsmittelgruppe Drehtrennschalter besitzt das Unterscheidungsmerkmal der Position innerhalb einer Schaltanlage. Es wird unterschieden zwischen Trenner im Abgangsfeld und Transformatorfeld. Die gruppierten Werte zeigen, siehe Tabelle 7.3, dass in Summe als auch durchschnittlich die Drehtrennschalter im Abgangsfeld ein höheres Risiko besitzen.

Tabelle 7.3: Ausfallrisiken der Drehtrennschalter

	TR	AB
$VaR_{Dis}(i,95) / k€a$	135,42	702,28
Anzahl	67	197
$\bar{\varnothing} VaR_{Dis}(95) / €a$	2021	3564

TR Drehtrennschalter im Abgangsfeld einer Freileitung
AB Drehtrennschalter im Transformatorfeld

Bei einer genaueren Betrachtung der Einzelrisiken, siehe Abbildung 7.10, der Drehtrennschalter zeigt sich, dass vor allem in der Spitzengruppe die Position im Transformatorfeld vorhanden ist und die Trennschalter sich ausschließlich vor großen 420 kV/ 245 kV-Leistungstransformatoren mit einer Übertragungsbemessungsleistung von 1000 MVA befinden und massiv den Leistungsfluss in der 220-kV-Übertragungsnetzebene stören. Drehtrennschalter vor den 420 kV/ 123 kV-Leistungstransformatoren sind erst im Bereich des mittleren bzw. der geringen Risikowerte zu finden.

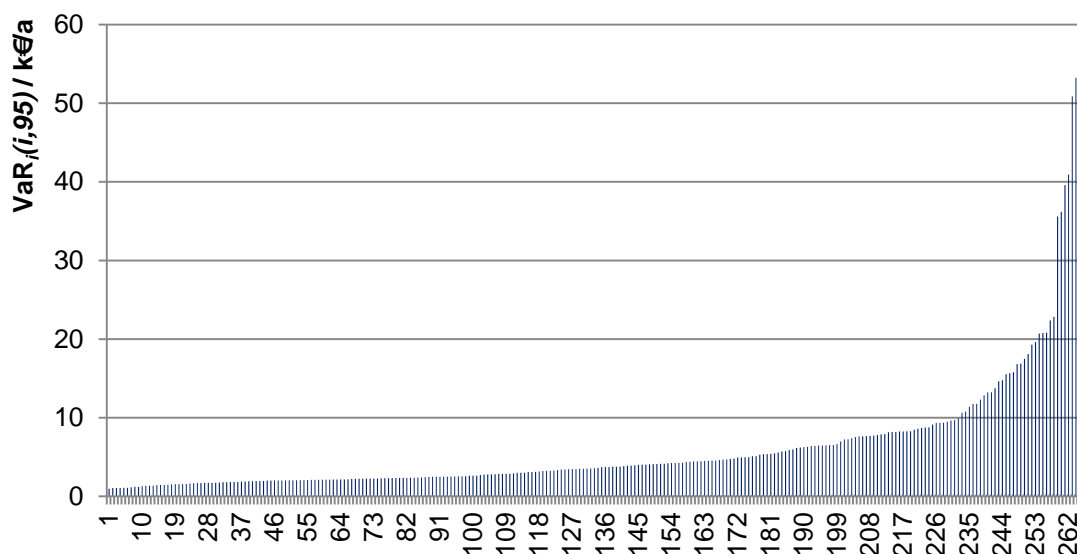


Abbildung 7.10: Individuelle Risiken der Abgangstrennschalter

Leistungsschalter

Die Auswertung der Betriebsmittelgruppe Leistungsschalter nach Gruppierung, siehe Tabelle 7.4, zeigt, dass das Gros des summierten Risikos von Schaltern im Abgangsfeld verursacht wird.

Tabelle 7.4: VaR der Leistungsschalter mit Positionsgruppierung

	KS	TR	AB
$VaR_{CB}(i,95) / k€a$	345,48	408,13	1.696,84
Anzahl	41	100	197
$\varnothing VaR_{CB}(95) / €a$	8.426	4.081	8.613

AB Leistungsschalter im Freileitungsabgangsfeld

KS Leistungsschalter im Kuppelfeld zwischen zwei Sammelschienen

TR Leistungsschalter im Transformatorfeld

In Abbildung 7.11 sind die einzelnen Risiken der Leistungsschalter dargestellt. Die höchsten Risiken werden von den Schaltern im Abgangsfeld verursacht. In dieser Spitzengruppe sind aber auch Leistungsschalter im Transformatorfeld und aus den Kuppelfeldern zu finden. Die beiden höchsten Einzelwerte befinden sich in den gleichen Transformator-Feldern wie die beiden Drehtrennschalter mit dem höchsten Einzelrisiko in Abbildung 7.10.

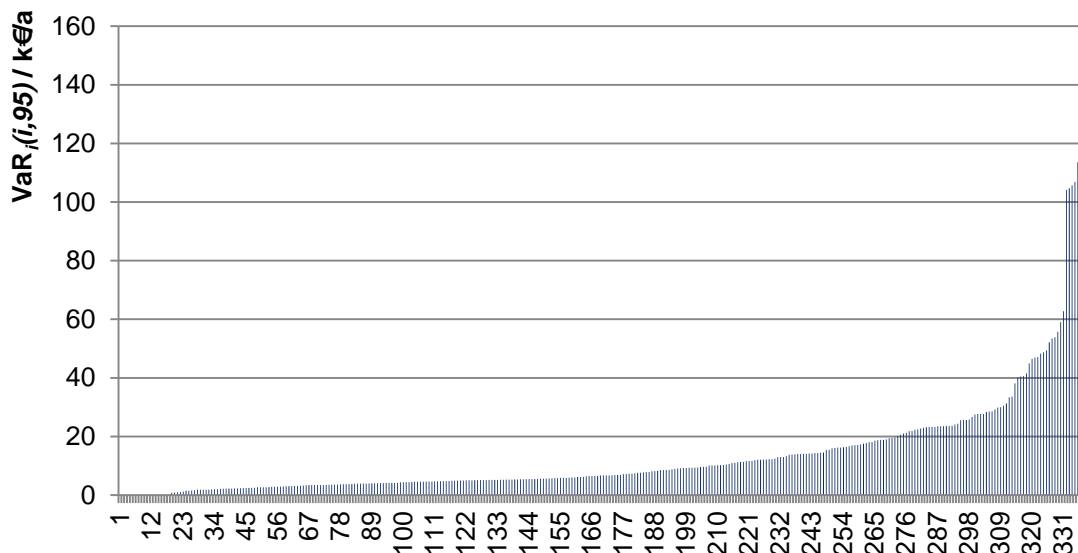


Abbildung 7.11: Individuelle Risiken der Leistungsschalter

Fast alle Leistungsschalter verursachen zusätzlich zu dem Reparaturrisiko ein Umsatzausfallrisiko. Oft sind diese Beiträge der Umsatzausfälle sehr gering und stellen die veränderte Einspeisung während der Umschaltvorgänge dar.

Leistungstransformatoren

Die Betriebsmittelgruppe Leistungstransformatoren stellt mit 43 Prozent, siehe Abbildung 7.4, den größten Anteil des Risikos dar. Die Unterteilung folgt in dieser Gruppe nach der sekundärseitigen Bemessungsspannung des Transformators. In Tabelle 7.5 sind die Ergebnisse dieser Betriebsmittelgruppe zusammengefasst. Es ist festzustellen, dass das durchschnittliche Risiko der 420 kV / 245 kV-Leistungstransformatoren um ein vielfaches höher ist als das der Leistungstransformatoren, die direkt in die 110-kV-Netzgruppen einspeisen.

Tabelle 7.5: Risiken der Leistungstransformatoren

	420 kV/ 123 kV	420 kV / 245 kV
$VaR_{PTR}(i,95) / k€a$	668,71	852,65
Anzahl	77	25
$\emptyset VaR_{PTR}(95) / €a$	8684	34106

Die Erkenntnisse aus den summierten Werten werden bei der Betrachtung der Einzelrisiken der Leistungstransformatoren bestätigt. In der Spitzengruppe der Risiken ist kein einziger 420 kV / 123 kV-Leistungstransformator zu finden. Die Redundanz bei der Versorgung der Netzgruppen ist hoch, und es kommt nur zu geringen Umsatzausfällen während der Umschaltmaßnahmen. Die beiden höchsten Werte sind 420 kV / 245 kV-Transformatoren mit einer Nennleistung von 1000 MVA und befinden sich wie die zuvor genannten Leistungsschalter und Trennschalter mit den höchsten Risikowerten der Betriebsmittelgruppe im selben Schaltanlagenfeld.

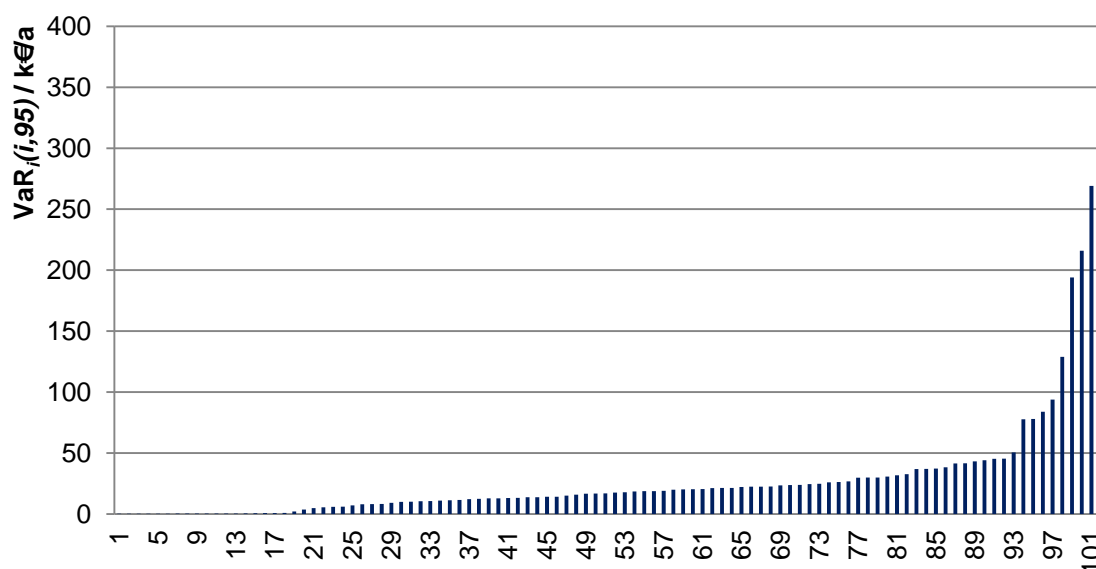


Abbildung 7.12: Individuelle Risiken der Leistungstransformatoren

7.1.5 Auswertung der Aufteilungen des Netzrisikos

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Betriebsmittelgruppen mit ihren Unterscheidungsmerkmalen nicht für eine Klassifizierung des Risikos ausreichen. Das Zusammenspiel zwischen Alter, Position des Betriebsmittels im Netz und Art des Betriebsmittels geben das Risiko vor. Somit können für z.B. risikoorientierte Maßnahmen an den Betriebsmittel keine allgemeinen Aussagen bzw. Handlungsanweisungen gegeben werden. Nur die individuelle Entscheidung pro Betriebsmittel ist von Nutzen.

Die in diesem Kapitel 7.1 vorgestellten $VaR_i(i,95)$ der Betriebsmittel werden für die Erstellung von risikoorientierten Instandhaltungsstrategien verwendet. Beispielhaft dafür werden im Fortgang dieses Kapitels drei Anwendungen davon gezeigt. Es wird in allen Beispielen ein Vorher/Nachher-Vergleich gezogen. Das bedeutet, dass für alle Betriebsmittel eine neue Risikobestimmung erfolgt, die das Risiko des Betriebsmittels nach der veränderten Instandhaltungsmaßnahme wiedergibt.

Als erste Anwendung der individuellen Risikowerte wird eine risikoorientierte Instandhaltungsstrategie für alle Betriebsmittel des 380-kV-Übertragungsnetzes dargestellt. Diese Strategie wird mit der Annahme getätigt, dass jedes Betriebsmittel individuell gewartet werden kann, was bedeutet, Genehmigungen für Freischalterlaubnisse und Fahrtkosten werden nicht berücksichtigt. Als Zielvorgabe werden die Wartungskosten bei gleichbleibendem Netzrisiko minimiert.

Als letzte Anwendung wird eine effiziente Budgetverwendung für Leistungstransformatoren gezeigt, welche den Einsatz von Refurbishment-Maßnahmen und den Austausch in Bezug auf die Netzrisikoreduktion aufzeigt.

7.2 Risikoorientierte Instandhaltung der individuellen Betriebsmittel

Elementarer Bestandteil für eine risikoorientierte Instandhaltungsstrategie ist die Entscheidung, wie ein Betriebsmittel aufgrund seines ermittelten Risikos behandelt wird, ob es so, wie momentan, geringer oder intensiver gewartet werden sollte. Daraus ergeben sich in der ersten Anwendung drei mögliche Strategien für das individuelle Betriebsmittel: „Status Quo“, „Reduziert“ und „Intensiv“. Als weitere Vorgaben werden bei dieser Anwendung vorgegeben, dass der aktuelle $VaR(95)$ der 380-kV-Übertragungsebene nicht überschritten werden darf und die Wartungskosten WK minimiert werden sollen.

Die Ermittlung und Ergebnisse dieser risikoorientierten Instandhaltung erfolgt in drei Unterkapiteln. Im ersten Abschnitt werden die verschiedenen Intensitäten der Instandhaltung behandelt. Der zweite Abschnitt beschäftigt sich mit dem Knapsack-Problem-Ansatz, welcher die Entscheidung trifft, welche Intensität der Wartung jedes einzelne Betriebsmittel erhält. Der letzte Abschnitt zeigt mit einem Vergleich zum Status quo, welche Ergebnisse mit dieser risikoorientierten Instandhaltung möglich sind.

7.2.1 Verschiedene Intensität der Instandhaltung

Die Betriebsmittelstrategie „*Status Quo*“ besagt, dass sich die Instandhaltungsmaßnahmen für dieses Betriebsmittel nicht ändern. Damit bleiben auch die Kosten und das Risiko konstant. Bei der Strategie „*Reduziert*“ wird die Wartungsintensität verringert. Dies kann durch Verlängerung der Wartungsintervalle oder geringeren Leistungsumfang für die jeweiligen Betriebsmittel erfolgen. Dadurch sinken die Kosten für die Wartung. Im Vergleich zum Status Quo wird angenommen, dass es zu einer Kostenreduzierung um 25% kommt. Das Risiko hingegen steigt aufgrund der höheren zu erwartenden Ausfallrate, dem damit verbundenen erhöhten Reparaturrisiko und der erhöhten

Gefahr, Energie nicht liefern bzw. einspeisen zu können. Bei der Strategie „*Intensiv*“ werden die Wartungsintervalle verkürzt bzw. zusätzliche Maßnahmen durchgeführt, und das Risiko sinkt. Die Konsequenz ist, dass die Wartungskosten im Vergleich steigen. Hierbei wird angenommen, dass es zu Mehrkosten von 25% zum Status quo kommt.

Die Veränderung des Risikos bei einer Strategieänderung wird mit einer Altersklassenänderung AK und der daraus resultierenden Änderung der altersabhängigen Ausfallrate $\lambda_i(AK)$ abgebildet. Bei „*Intensiv*“ wird das Betriebsmittel eine Altersklasse jünger und bei „*Reduziert*“ um eine Altersklasse älter. In Tabelle 2.7 sind die Kosten für die Wartung der Betriebsmittelgruppen dargestellt.

Der hier verwendete Ansatz für den Einfluss auf die veränderte Wartung ist theoretisch. Daten über praktische Erfahrungen sind nur sehr rudimentär zu erhalten. Im Anhang ist exemplarisch für die Betriebsmittelgruppe Leistungstransformator eine reale Variante für diese drei verschiedenen Wartungsintensitäten mit Handlungsempfehlungen aufgeführt, siehe Tabelle A 5 - Tabelle A 16. Diese ermöglichen innerhalb des vorgegebenen Budgets, eine intensivere oder reduzierte Wartung eines Leistungstransformators durchzuführen.

7.2.2 Der Knapsack-Problem-Ansatz

Um das bestmögliche Ergebnis zu erzielen, wird eine Optimierung mit einem Knapsack-Problem-Ansatz gewählt. Dies ist eine binäre Optimierung, im Bereich der ganzzahligen Optimierung und ist nur sinnvoll beim Lösen von ganzzahligen Entscheidungsvariablen, bei denen z.B. einer Sache oder Person nur eine Aktivität zugeordnet werden kann [87]. Anwendungen finden sich hauptsächlich im Bereich der Investitions- und Produktplanung [88]. Zu der binären Optimierung gehören Probleme, die mit der Auswahlmöglichkeit „ja“ oder „nein“ verbunden sind [89]. Ursprünglich kommt das Knapsack Problem, wie der Name vermuten lässt, von der Beladung eines Rucksacks. Dieser hat nur ein begrenztes Volumen, nicht alles kann eingepackt werden und man versucht in so zu befüllen, dass am Ende die Gegenstände ausgewählt worden sind, die den maximalen Nutzen ergeben. Dabei hat jeder Gegenstand einen bestimmten Nutzen und ein bestimmtes Volumen [87] [90]. Für die Lösung des Knapsack Problem gibt es eine Vielzahl an unterschiedlichen Lösungsalgorithmen [90]. Es wird für diese Strategie als auch für die weiteren Anwendungen ein Branch-and-Bound Algorithmus nach Sinha und Zoltners verwendet, der den Vorteil besitzt, mit geringem Aufwand an Rechenleistung eine annähernd optimale Lösung zu finden [91]. Im Folgenden werden der Algorithmus, die Vorgaben und die Formulierung des Optimierungsproblems zur Risikominimierung vorgestellt. Die Hilfsvariablen x_{ij} werden zur Wahl der Wartungsstra-

tegien pro Betriebsmittel benötigt. Für jedes Betriebsmittel i gibt es drei Strategien j und dazugehörig einen Risikowert $VaR_{ij}(i,95)$, der separat mit den veränderten Ausfallraten mit der VaR-Methode bestimmt werden muss. Ein Überblick der Werte zu den unterschiedlichen Wartungsstrategien ist in Tabelle 7.6 zusammengefasst.

Tabelle 7.6: Kennwerte der unterschiedlichen Wartungsintensitäten

Strategie	Reduziert	Status Quo	Intensiv
j	1	2	3
Ausfallrate	$\lambda_i(AK+1)$	$\lambda_i(AK)$	$\lambda_i(AK-1)$
Risikowert	$VaR_{i1}(i,95)$	$VaR_{i2}(i,95)$	$VaR_{i3}(i,95)$
Wartungskosten WK	$0,75 * WK_{i2}$	WK_{i2}	$1,25 * WK_{i2}$

Für jedes der 938 Betriebsmittel muss eine Wartungsstrategie gewählt werden. Es ist nicht möglich, einzelne Betriebsmittel zwei Strategien anteilig zuzuordnen. Es muss genau eine Strategie pro Betriebsmittel ausgewählt werden. Das Ziel der Optimierung ist, die Wartungskosten WK zu minimieren unter der Nebenbedingung, dass gleichzeitig das Übertragungsnetzrisiko sich nicht erhöht. Andernfalls würden alle Betriebsmittel nach der Wartungsstrategie „Reduziert“ gewartet und die Gesamtwartungskosten würden um 25 % verringert. Allerdings würde das Risiko erheblich ansteigen, und die Verfügbarkeit des Netzes würde sinken. Nach § 19 ARegV hat das jedoch zur Folge, dass die maximalen Netzentgelte reduziert werden [85]. Es ergibt sich somit die Nebenbedingung, dass sich das Netzrisiko nicht vergrößern darf. Zusammengefasst ergibt sich daraus das Knapsack-Problem mit den folgenden Gleichungen (7.4) - (7.7).

$$\text{Minimiere } F(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^3 WK_{ij} x_{ij} \quad (7.4)$$

Unter der Nebenbedingung:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^3 VaR_{ij}(i,95) * x_{ij} \leq \sum_{i=1}^N VaR_{i2}(i,95) \quad (7.5)$$

$$\sum_{j=1}^3 x_{ij} = 1 \quad \text{für } i=1, \dots, 938 \quad (7.6)$$

$$x_{ij} \in \{0,1\} \quad \text{für } j=1 \dots 3; i=1, \dots, 938 \quad (7.7)$$

Für die Berechnung mit dem Algorithmus nach Sinha und Zoltners müssen zu Beginn zwei Hilfsvariablen gebildet werden. Die Variable y in Gleichung (7.8) gibt für jedes Betriebsmittel i der Gesamtheit N die Differenz der Wartungskosten WK zwischen den

zwei nebeneinanderliegenden Strategien an. Während die erste von drei Spalten der Variable y auf null gesetzt wird, befindet sich in der zweiten Spalte die Differenz zwischen den Strategien „Intensiv“ und „Status Quo“ sowie in der dritten Spalte die Differenz zwischen den Strategien „Status Quo“ und „Reduziert“. Die Variable r in Gleichung (7.9) bestimmt die Effektivität bzw. die Risikoerhöhung, die bei einer geringeren Wartungsintensität zu erwarten ist.

$$\left. \begin{aligned} y_{ij} &= VaR_{ij-1}(i,95) - VaR_{ij}(i,95) \\ r_{ij} &= (WK_{ij} - WK_{ij-1}) / y_{ij} \end{aligned} \right\} \quad \begin{aligned} &\text{für } j=2 \text{ oder } 3; i=1, \dots, N \end{aligned} \quad \begin{aligned} (7.8) \\ (7.9) \end{aligned}$$

Als Startlösung wird für jedes Betriebsmittel die Strategie „Reduziert“ bzw. $j = 1$ verwendet. Die Startlösung aus Gleichung (7.10) wäre das Risikomaximum bzw. die geringsten Wartungskosten. Die Nebenbedingung aus Gleichung (7.5) wäre somit nicht erfüllt und zeigt die Unzulässigkeit der Lösung auf, da die maximal zulässigen Gesamtrisiken überschritten werden. Daher wird zur Überprüfung der Nebenbedingung die die Überschreitung der maximal zulässigen summierten Einzelrisiken berechnet, Gleichung (7.11) genutzt.

$$p_i = 1 \quad \text{für } i = 1, \dots, N \quad (7.10)$$

$$VaR_{\bar{u}} = \sum_{i=1}^N VaR_{i2}(i,95) - \sum_{i=1}^N VaR_{i1}(i,95) \quad (7.11)$$

Werden die maximalen summierten Einzelrisiken der Betriebsmittel nicht überschritten, $VaR_{\bar{u}} \leq 0$, dann gibt der p -Vektor aus Gleichung (7.10) bereits die optimale Lösung. Eine bessere Lösung wird an dieser Stelle unter Kenntnis der Ergebnisse aus dem Dominanzkriterium nicht gefunden. Werden die maximal zulässigen Risiken jedoch überschritten, so muss die effizienteste Möglichkeit zur Risikosenkung gesucht werden. Dies erfolgt mit der Hilfsvariablen r in Gleichung 7.12.

$$\min_i \{r_{ip_i+1}\} \quad \text{für } i = 1, \dots, N \quad (7.12)$$

Die Hilfsvariable r gibt an, um wie viel die Wartungskosten steigen, wenn das Risiko um eine Wartungsintensität erhöht wird. Davon wird das Minimum gesucht werden, da das Ziel des Algorithmus ist, die Kosten möglichst gering ansteigen zu lassen. Es wird immer nur die benachbarte Strategie (p_i+1) untersucht. Im ersten Durchgang wird also das Minimum in der zweiten Spalte gesucht, d. h. für welches Betriebsmittel i werden

beim Wechsel auf die Strategie „Status Quo“ am wenigsten Kosten pro geringerem Risikowert entstehen. Im nächsten Schritt, falls das p für dieses Betriebsmittel um eins erhöht wurde, wird bei diesen Betriebsmitteln untersucht, ob ein Wechsel zu der Strategie „Intensiv“ am effizientesten ist. Für alle anderen Betriebsmittel wird noch der Wechsel auf die Strategie „Status Quo“ untersucht. Ist das Minimum gefunden, wird überprüft, ob durch diesen Tausch die Nebenbedingung erfüllt ist, dann erfolgt der Abbruch der Optimierung, und es geht mit Gleichung (7.14) weiter. Ist dies nicht der Fall so wird ein neuer Werte für $VaR_{\bar{u}}$ mit der Gleichung (7.13) berechnet und p_q wird um den Wert 1 erhöht.

$$VaR_{\bar{u}} = VaR_{\bar{u}} - y_{qp_q+1} \quad (7.13)$$

Mit q wird das Betriebsmittel i angegeben, für das in Gleichung 7.11 das Minimum gefunden wurde. In Formel (7.12) wird das summierte Gesamtrisiko um den Wert reduziert, um den es durch diesen Strategiewechsel abnimmt. Anschließend wird erneut mit Gleichung (7.10) das Minimum gesucht. Ist das Abbruchkriterium erfüllt, Erfüllung der Nebenbedingung (7.5), wird die Zwischenlösung mit Gleichung (7.14) und (7.15) bestimmt, wobei die letzte Strategie nur anteilig geändert wird.

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & j = p_i \ i \neq q \\ \frac{y_{qp_q+1} - VaR_{\bar{u}}}{y_{qp_q+1}}, & j = p_q \\ \frac{VaR_{\bar{u}}}{y_{qp_q+1}}, & j = p_q + 1 \\ 0, & \text{restliche Werte} \end{cases} \quad (7.14)$$

$$WK_{NEU} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^3 WK_{ij} x_{ij} \quad (7.15)$$

Um eine Lösung zu finden, ist der einfachste Weg die Rundung des Ergebnisses [91]. Demnach würde das Betriebsmittel, das bisher anteilig zwei Strategien zugeordnet ist, der Strategie zugeordnet werden, die den höheren Index j hat, da nur die „Aufrundung“ der Strategie die Nebenbedingung des maximalen Summenrisikos erfüllen kann. Demnach ergibt sich Gleichung (7.14) zu (7.16).

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & j = p_k \ i \neq q \\ 0, & j = p_q \\ 1, & j = p_q + 1 \\ 0, & \text{restliche Werte} \end{cases} \quad (7.16)$$

Nach der Bestimmung für die Wartung jedes Betriebsmittels wird die VaR-Methode erneut, unter der Verwendung der abgeänderten Ausfallraten, erneut verwendet. Im nächsten Abschnitt werden die Ergebnisse präsentiert.

7.2.3 Ergebnisse der individuellen risikoorientierten Instandhaltung für die individuellen Betriebsmittel

In Abbildung 7.13 ist die Aufteilung der Wartungsintensität der Betriebsmittel für die risikoorientierte Wartung aufgrund der individuellen Betriebsmittel dargestellt. Durch die Verwendung des Knapsack-Problem-Optimierers wird die Wartungsstrategie „Reduziert“ am häufigsten vorgeschlagen, und Wartungskosten könnten somit eingespart werden. Um dennoch das Gesamtrisiko nicht ansteigen zu lassen, sollten 20 % der Betriebsmittel mit der Intensität „Intensiv“ und 5 % mit der „Status Quo“ gewartet werden.

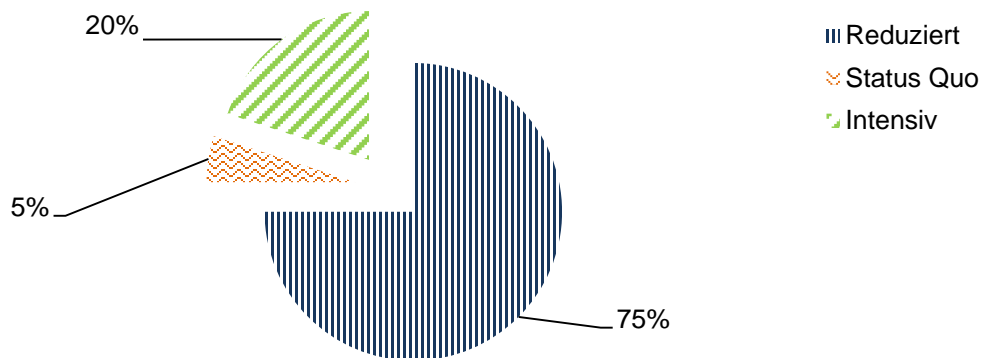


Abbildung 7.13: Aufteilung der Wartungsstrategien der Betriebsmittel

Diese risikoorientierte Wartungsstrategie generiert Wartungskosten in Höhe von 16,1 Mio. €/a und ein Netzrisiko $VaR(95)$ welches annähernd den gleichen Wert hat wie die der „Status Quo“-Wartung. Es kann eine Kosteneinsparung in Höhe von etwa 4,9 Mio. €/a gegenüber der „Status Quo“-Wartung erzielt werden. Das Gesamtnetzrisiko $VaR(95)$ bleibt annähernd konstant und ist mit 54 €/a minimalst geringer.

Die Aufteilung der Wartungsintensität pro Betriebsmittelgruppe, siehe Abbildung 7.14, zeigt, in welchem Bereich die Einsparungen generiert werden. Die Betriebsmittelgruppen Freileitung, Leistungsschalter und Sammelschiene werden fast ausschließlich mit der Intensität „Reduziert“ gewartet.

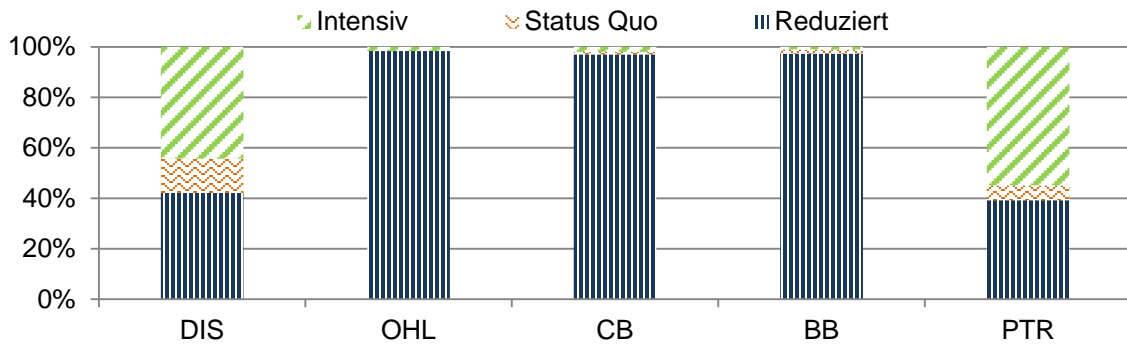


Abbildung 7.14: Aufteilung der Wartungsintensität nach Betriebsmittelgruppe

Die Kosteneinsparungen werden hauptsächlich von diesen Gruppen erzielt. Abbildung 7.15 zeigt, dass die meisten Wartungskosten von etwa 2,7 Mio. €/a bei den Freileitungen eingespart werden. Diese Betriebsmittelgruppe wird in der risikoorientierten Strategie zu 98% geringer gewartet. Nur knapp zwei Prozent erfährt einen Wechsel zu „Intensiv“. Zu beachten ist, dass durch diesen Wechsel von „Status Quo“ auf „Intensiv“ mehr Risiko reduziert wird, als durch den Wechsel von „Status Quo“ auf „Reduziert“ bei den restlichen Freileitungen an Risikoerhöhung entsteht. Die Freileitungen, die „Intensiv“ gewartet werden sollten, haben ein sehr hohes Alter, AK 8, und erzeugen einen hohen Umsatzausfall durch nicht gelieferte bzw. nicht eingespeiste Energie. Einen weiteren großen Anteil an den Kosteneinsparungen macht die Betriebsmittelgruppe Leistungsschalter aus. Es können ca. 2,0 Mio. €/a eingespart werden. Auch hier werden zu 96% die „Reduziert“ Wartungsintensität eingeführt.

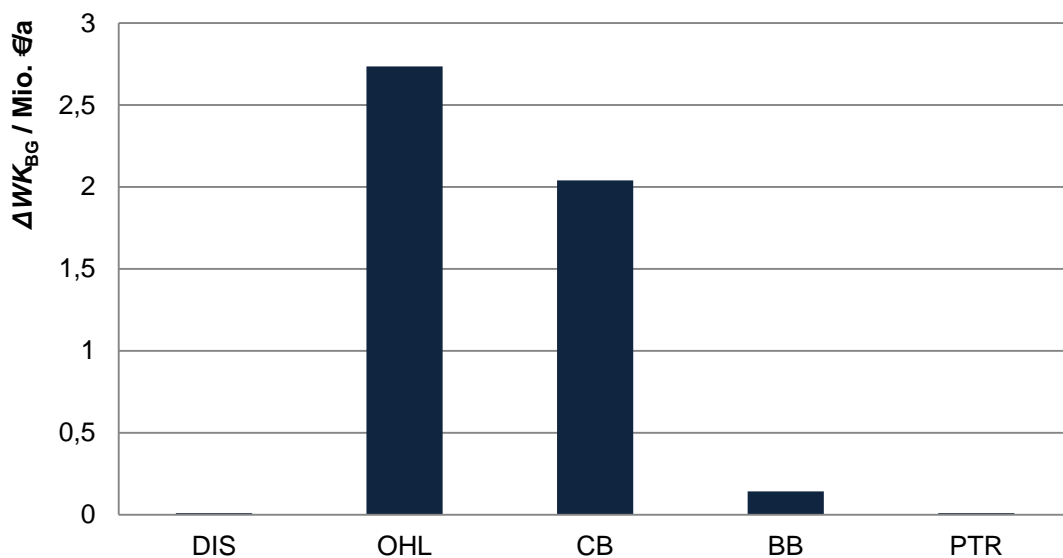


Abbildung 7.15: Kosteneinsparungen pro Art des Betriebsmittels

Die Entscheidungen des Optimierers lassen sich bei der Betrachtung der Betriebsmittel $VaR_i(i,95)$ in Kapitel 7.1.4 nachvollziehen. Betriebsmittel, die ein hohes Alter und hohe Umsatzausfälle generieren, werden bevorzugt auf eine „Intensiv“-Wartung umgestellt. Die Exponentialfunktion der altersabhängigen Ausfallraten ergeben im oberen Bereich die größte Verbesserung und somit eine hohe Reduktion des Ausfallkostenrisikos.

In Tabelle 7.7 sind alle Kennwerte für das Übertragungsnetz für die normale Wartungsstrategie „Status Quo“ und der risikoorientierten Wartung mit dem Entscheidungskriterium des individuellen Betriebsmittels (ROB) zusammengefasst.

Tabelle 7.7: Risikoorientierte Instandhaltung beim Entscheidungskriterium individuelles Betriebsmittel

Kennwerte	Status Quo	ROB
Gesamtwartungskosten / Mio. €/a	21,0	16,1
VaR(95) / Mio. €/a	4,38	4,38

Die Ergebnisse zeigen, dass mit einem deutlich geringeren Budget für die Wartung ein annähernd gleiches Resultat für den $VaR(95)$ erzielt werden kann. Die Einsparung von über vier Millionen Euro pro Jahr könnte reinvestiert werden in den Austausch von Betriebsmitteln am Ende des Lebenszyklus oder zur Verbesserung des Unternehmensergebnisses verwendet werden.

7.2.4 Ergebnisse der risikoorientierten Instandhaltung für Cluster

Die Durchführung der individuellen Wartung von Betriebsmitteln gestaltet sich oft als schwierig bzw. kann unvorteilhaft sein. Für Übertragungsnetzbetreiber ist es schwierig, Freischalterlaubnisse für die Wartung zu erhalten. Des Weiteren machen bei der Wartung die Personalkosten bzw. deren Reiseanteil einen erheblichen Anteil aus. So ist es z.B. sinnvoll, bei der Anfahrt einer Schaltanlage mehrere Betriebsmittel zu warten. Hierdurch können ebenfalls Synergieeffekte auftreten, und die Kosten für die Wartung von mehreren Betriebsmitteln werden günstiger sein. Diesbezüglich konnte von keinem der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Service Provider eine Information erhalten werden, wie weit diese Reisekosten Anteil an den Gesamtkosten für die Wartung haben. Eine Verwendung von Cluster ist sinnvoll, wenn diese erlauben, mehrere Betriebsmittel risikoorientiert gleichzeitig bzw. zeitnah zu warten. Eine Auswahl an möglichen Clustern ist wie folgt:

- Schaltanlagen (ROSA)

Alle Betriebsmittel innerhalb einer Schaltanlage erhalten die gleiche Intensität der Wartung.

- Bus-to-Bus (ROBB)

Alle Betriebsmittel, die eine Sammelschiene mit einer anderen Sammelschiene in einer anderen Schaltanlage verbinden, erhalten die gleiche Intensität der Wartung.

- Schaltfelder (ROSF)

Alle Betriebsmittel in einem Schaltfeld einer Schaltanlage erhalten die gleiche Intensität der Wartung.

In den beiden folgenden Unterkapiteln wird die Anwendung der beiden Cluster ROSA und ROBB dargestellt. Um eine Vergleichbarkeit der beiden Strategien, aufgrund der verschiedenen Grundgesamtheiten der zu wartenden Betriebsmitteln, herstellen zu können, wird die Zielgröße geändert. Anstatt der Minimierung der Wartungskosten wird als Zielgröße die Reduktion des Gesamtnetzrisikos $VaR(95)$, unter Berücksichtigung der Nebenbedingung von gleichbleibenden Wartungskosten, eingesetzt. Es wird zur Entscheidungsfindung wieder das Knapsack-Problem nach Solters verwendet, auf dessen Beschreibung der beiden Anpassungen wird hier verzichtet.

Risikoorientierte Wartung nach der Zielgröße Schaltanlage

Die Risikoorientierte Wartung mit dem Entscheidungskriterium Schaltanlage ist vielversprechend. Das Risiko der einzelnen Schaltanlagen, siehe Abbildung 7.2, wird ermittelt und als Zielgröße verwendet. Alle Betriebsmittel innerhalb einer Schaltanlage erhalten die gleiche Intensität an Wartung. Ein Vorteil ist, dass man alle Schaltfelder und die Hauptsammelschienen nacheinander in einer Schaltanlage abarbeitet und somit Reisekosten reduzieren kann.

In Abbildung 7.16 sind beispielhaft die zehn Schaltanlagen mit den höchsten Risikowerten $VaR_s(v,95)$ mit zwei unterschiedlichen Wartungsintensitäten und der Neuinstallation dargestellt. Es ist zu erkennen, dass selbst bei einem vollständigen Austausch der Betriebsmittel bei der risikoreichsten Schaltanlage ($v = 1$) das Risiko nur annähernd halbiert werden kann. Dies zeigt, dass das Gesamtrisiko einer Schaltanlage nur teilweise eliminiert werden kann. Ein erhöhtes Grundrisiko durch die Bedeutung der Anlage für das Übertragungsnetz ist immer gegeben. Dies kann nur durch Erweiterungen bzw. Netzausbau weiter reduziert werden. Bei anderen Schaltanlagen ist das Risiko reparaturbedingt, d.h. das Risiko einer Reparatur bei einem Ausfall ist immer gegeben. So ist z.B. bei Schaltanlage $v = 10$ der Einfluss der Umstellung der Wartung von „Status Quo“ auf „Intensiv“ oder sogar die „NEU“-Installation von wenig Risikoreduktion gezeichnet. Der derzeitige Zustand der Anlage ist relativ neu, d.h. die Majorität der Betriebsmittel ist in den Altersklassen AK 2 und AK 3.

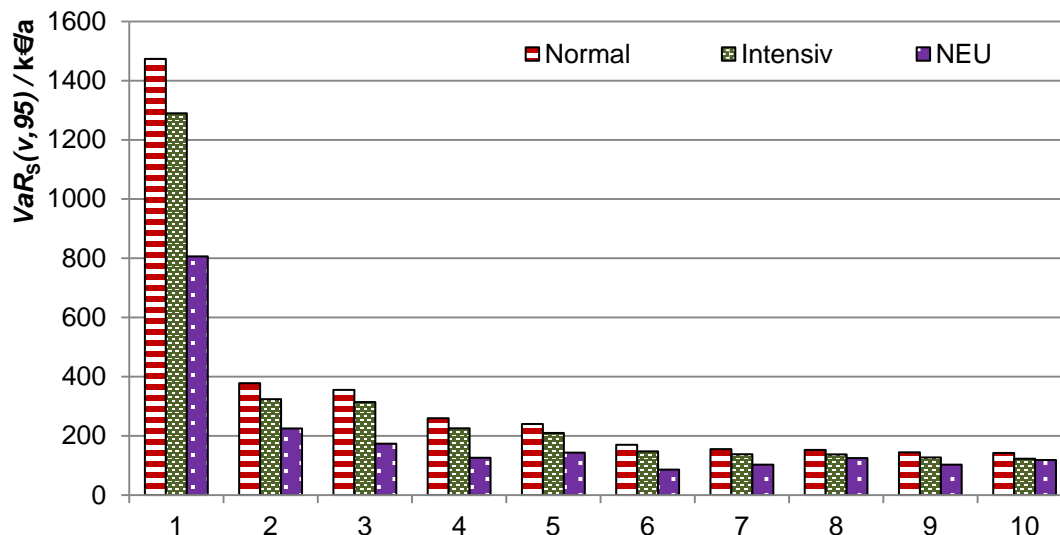


Abbildung 7.16: Vergleich der Clusterrisiken der risikostärksten Schaltanlagen v

Welchen Einfluss und Effizienz risikoorientierte Wartung hat, kann beim Vergleich der Strategien in Tabelle 7.8 erkannt werden. Im Vergleich zur „Intensiv“-Wartung für alle Schaltanlagen kann fast die Hälfte der Risikoreduktion mit der risikoorientierten Wartung mit der Zielgröße Schaltanlage (ROS) erreicht werden. Gegenüber der „Status Quo“-Wartung der Betriebsmittel in Schaltanlagen kann eine Risikoreduktion um fast sechs Prozent erreicht werden, ohne dabei Mehrkosten zu generieren.

Tabelle 7.8: Risikoorientierte Instandhaltung mit der Zielgröße Schaltanlage [29]

Szenario	VaR(95) / Mio. €/a	$\Delta VaR(95)$ / %	ΔWK / %
Status Quo	4,380	-	-
ROS	4,124	-5,76%	-0,82%
Intensiv	3,895	-10,99%	25%
Neu	2,821	-35,51%	-

Risikoorientierte Wartung nach der Zielgröße Bus-to-Bus

Eine weitere Anwendung der risikoorientierten Instandhaltung im Übertragungsnetz ist die der Wartung mit der Zielgröße Bus-to-Bus (ROBB). In Abbildung 7.17 sind mit der gelb und rot hinterlegten Box die zwei grundsätzlichen Cluster dargestellt. Bei dieser Strategie werden alle Betriebsmittel vom Leistungsschalter (CB I), der einer Schaltanlage bis zum Leistungsschalter (CB II) der verbundenen Schaltanlage mit der gleichen Intensität gewartet. Die Pantographentrennschalter (PDIS I –X) an den Sammelschiene können nicht mit integriert werden, da sonst zusätzlich die Sammelschiene noch frei-

geschaltet werden muss. Dies allerdings würde eine schwierigere Freischnittbedingung verursachen.

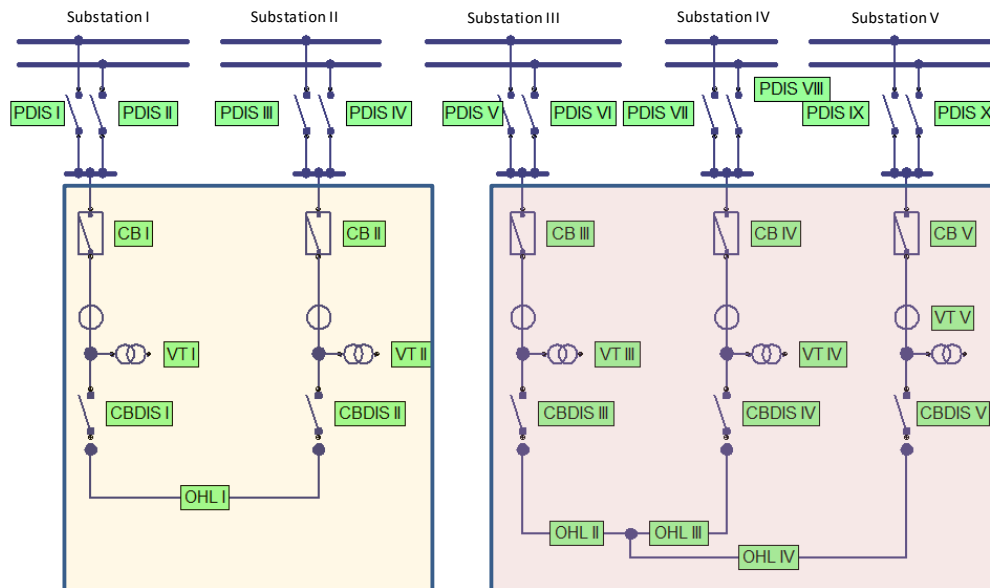


Abbildung 7.17: Cluster der Bus-to-Bus Wartungsstrategie

In Abbildung 7.18 sind die ermittelten Risiken der n Bus-to-Bus Cluster $VaR_{BiB}(n,95)$ dargestellt. Es zeigt, dass auch hier nur wenige ein erhöhtes Risiko verursachen. Die Sortierung ist nicht der Größe nach, sondern die, wie der Optimierer sie für die veränderte Intensität sortiert hat, d.h., links sind die Cluster, bei denen am effizientesten das Risiko gesenkt und rechts die Cluster, bei denen sich bei einer geringeren Wartung das Risiko nur geringfügig erhöht.

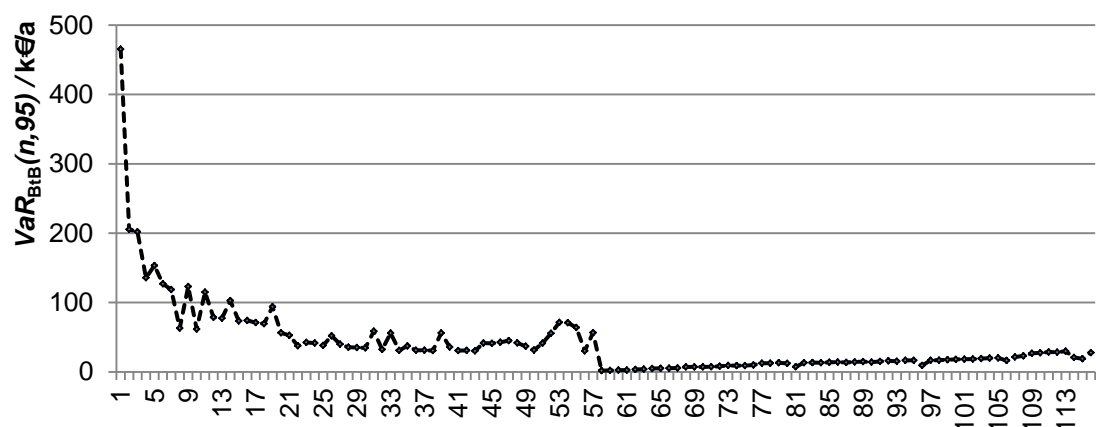


Abbildung 7.18: Risiken der Bus-to-Bus Cluster $VaR_{BiB}(n,95)$

In Abbildung 7.19 sind die neuen $VaR_{BiB}(n,95)$ (Punkte auf der schwarzen Linie) der ROBB und die Differenz zu den vorherigen Risikowerten $\Delta VaR_{BiB}(n,95)$ zu sehen. Es

ist zu erkennen, dass 57 Cluster eine reduzierte Wartung „Reduziert“ erhalten und 59 eine „Intensiv“-Wartung. Es können mehr Cluster stärker gewartet werden, die Cluster mit geringer Bedeutung beinhalten längere Freileitungstrassen.

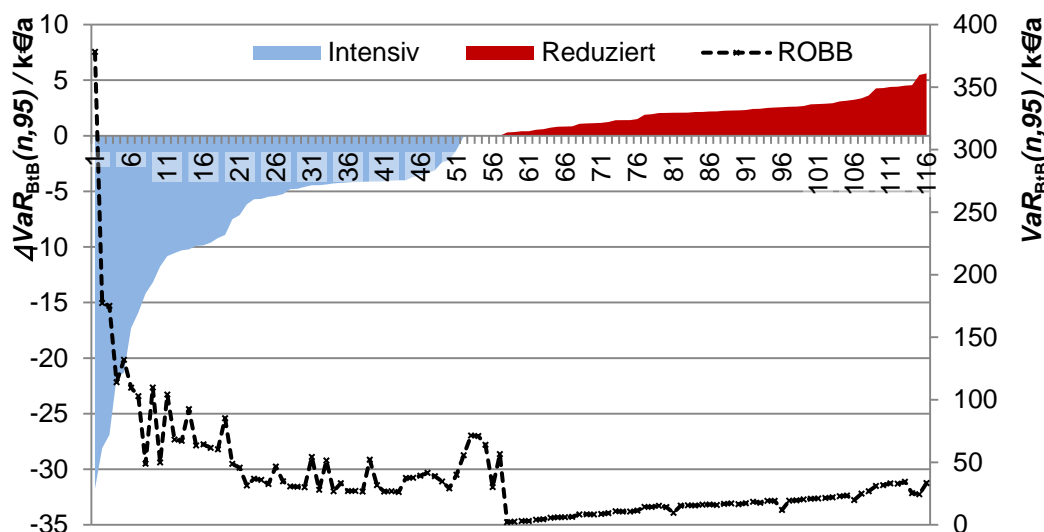


Abbildung 7.19: Veränderung der Risikowerte bei der ROBB-Wartungsstrategie [26]

Bei Betrachtung der Aufteilung der Wartungskosten, siehe Tabelle 7.9, sind nur geringe Veränderungen zwischen der „Status Quo“- und „ROBB“-Wartungsstrategie festzustellen. Es kommt zu einer leichten Umverteilung von den Freileitungen (OHL) zu den Schaltgeräten Leistungsschalter und Drehtrennschaltern (CB, DIS). Dies erklärt sich durch die Gesamtwartungskosten, die annähernd konstant bleiben.

Tabelle 7.9: Aufteilung der Wartungskosten bei „ROBB“ und „Status Quo“

Wartungskosten	Status Quo	ROBB
CB / k€	265	279
DIS / k€	224	237
OHL / k€	2.226	2.183
Gesamt / k€	2.716	2.699

Die Übertragungsnetzrisiken $VaR(95)$ von verschiedenen Wartungsstrategien sind in Tabelle 7.10 zusammengefasst. Mit der ROBB-Strategie kann bei gleichen Wartungskosten gegenüber der „Status Quo“ das Gesamtnetzrisiko um mehr als acht Prozent reduziert werden. Beachtlich dabei ist, dass bei einer „Intensiv“-Wartung für alle zugehörigen Betriebsmittel das Gesamtrisiko nur um vier Prozent besser bei 25 Prozent Mehrkosten ist. Die vollständige „Reduziert“-Wartung würde zu einer Risikoerhöhung um

fast 13 Prozent führen. Die 25 Prozent geringeren Wartungskosten würden allerdings durch geringere Netzentgelte verloren gehen.

Tabelle 7.10: Vergleich der Übertragungsnetzrisiken

Risikowerte	Status Quo	Intensiv	Reduziert	ROBB
$VaR(95) / \text{k€a}$	4.380	3.874	4.949	4.027
$\Delta VaR(95) / \%$	-	-11,55	12,98	-8,05

Die risikoorientierte Wartungsstrategie mit der Zielgröße Bus-to-Bus (ROBB) zeigt sich als sehr interessante Clustereinteilung. Die Betriebsmittel innerhalb eines Clusters können gleichzeitig bearbeitet werden, und die Strategie erzielt eine deutliche Risikoreduktion bei gleichbleibenden Wartungskosten.

7.3 Risikoorientiertes Refurbishment und Erneuerung von Leistungstransformatoren

Als zweite Anwendung für die Verwendung der VaR-Methode werden die Möglichkeiten eines risikoorientierten Refurbishment und Austausch am Beispiel der Leistungstransformatoren dargestellt. Das Ziel dieses Ansatzes ist, mit einem zusätzlichen Investitionsbudgets die maximale Gesamtnetzrisikoreduzierung zu erzielen. Dabei wird erneut der Multiple Choice Knapsack Ansatz gewählt, welcher für die Zuweisung des jeweiligen Investments pro Leistungstransformator entscheidet. Auf die erneute Darstellung des Knapsack Problems wird verzichtet.

Dieses Kapitel ist in drei Unterkapiteln aufgeteilt. Im ersten Abschnitt werden die statistischen Daten zum Leistungstransformator präsentiert. Das zweite Unterkapitel zeigt mit welchem Einfluss das Refurbishment die Verfügbarkeit altersabhängig erhöhen kann.

7.3.1 Statistische Daten zum Ausfallverhalten von Leistungstransformatoren

Als zusätzliche Eingangsgrößen werden die Ergebnisse der CIGRE Working Group A2.37 verwendet [30]. Diese hat eine ausführliche statistische Erhebung zu dem Ausfallverhalten von Leistungstransformatoren durchgeführt. In Abbildung 7.20 ist eine Aufteilung der Fehlerursache des Leistungstransformators, welcher eine Reparatur erfordert, nach Fehlerort dargestellt.

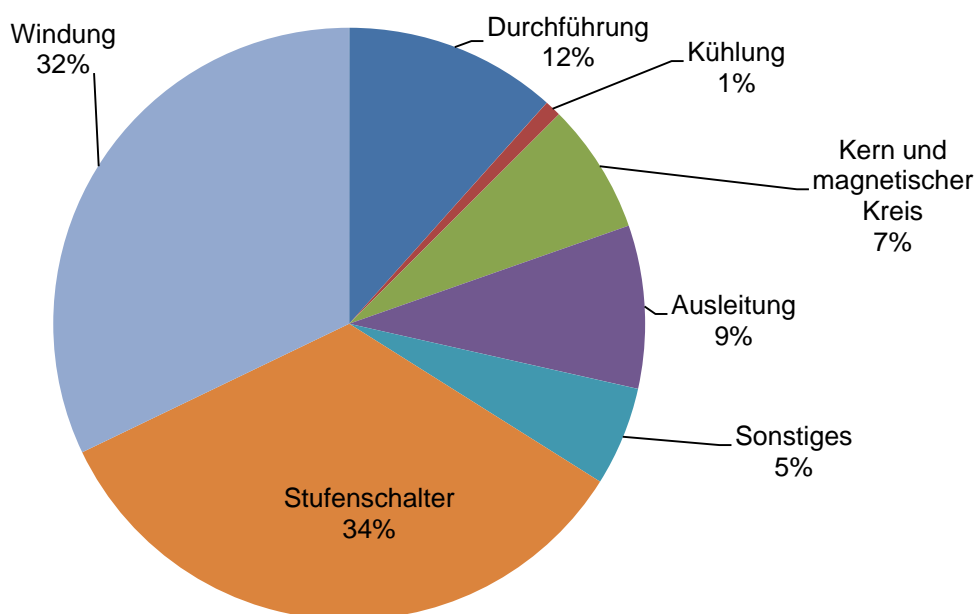


Abbildung 7.20: Aufteilung der Fehlerursache bei Leistungstransformatoren [30]

Die Stufenschalter und die Windung sind dabei die größten Fehlerursachen. Als dritte Größe sind die Durchführungen zu nennen. Entscheidend für den Erfolg einer Reparatur ist, wo diese durchgeführt werden kann. Nur jede vierte Reparatur, siehe Abbildung 7.21, kann Vorort in der Schaltanlage durchgeführt werden. Bei über einem Drittel wird der Leistungstransformator verschrottet. Ursächlich dafür ist, dass eine Reparatur von älteren Transformatoren, die in einer Werkstatt durchgeführt werden müssen, nicht zielführend ist. Der Transport des Leistungstransformators ist teuer und kann zusätzlich negative Einflüsse haben. Durch die Bewegung des Transformators und dem Ablassen des Öls können weitere Fehler im Inneren, in der Wicklung, im Kern und im magnetischen Kreis entstehen.

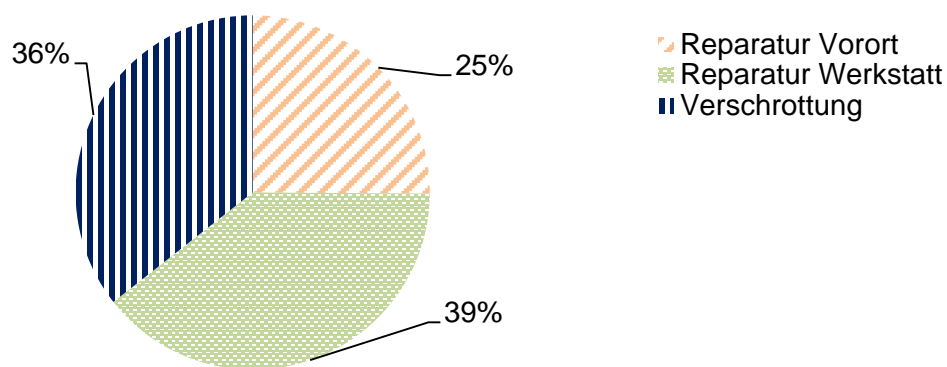


Abbildung 7.21: Reparaturort bei Leistungstransformatoren [30]

Für die Durchführung einer teilweisen Erneuerung (Refurbishment) muss dies berücksichtigt werden. Als eine gezielte Ertüchtigung des Leistungstransformators kommen somit nur die Durchführungen und der Stufensteller in Frage. Diese können in größeren Schaltanlagen mit Arbeitshalle durchgeführt werden. Teilweise wird von Experten der Austausch der Kühlung empfohlen. Dies ist aber nur bei Transformatoren interessant, die eine höhere Auslastung erfahren als zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die veränderten Lastflüsse durch regenerative Energien ist hier häufig die Hauptursache.

7.3.2 Möglichkeiten des Refurbishment

In Abbildung 7.22 ist ein Vergleich der Ausfallraten der altersabhängigen Ausfallraten der Leistungstransformatoren zu sehen. Rot ist die Kennlinie, die aus den VDN-Daten gewonnen wurde, siehe Kapitel 4.1.3. Die CIGRE Working Group A2.37 hat aus den historischen Daten der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland eine altersabhängige Ausfallrate für Leistungstransformatoren bestimmt. Diese ist mit blau gezeichnet und hat eine deutlich intensivere Altersabhängigkeit als die Kennlinie des VDN. Als dritte Kennlinie ist eine Kombination der CIGRE-Werte plus die Effekte eines Refurbishments

in dem gegebenen Jahr. Formel 8.3 zeigt die Gleichung zur Bestimmung der altersabhängigen Ausfallrate des Leistungstransformators in Abhängigkeit von Leistungstransformatoralter, Stufenstelleralter und dem Alter der Durchführungen. Diese Formel besteht auf der Annahme, dass die Fehlerursachen konstant über die Lebensdauer sind und verwendet als Grundlage die CIGRE-Kennlinie in Abbildung 7.22.

$$\lambda_{PTR}(t) = (163,5 \cdot e^{0,0844 \cdot t_{PTR}} + 101,7 \cdot e^{0,0844 \cdot t_{TAP}} + 34,8 \cdot e^{0,0844 \cdot t_{BH}}) \cdot 10^{-6} \quad (8.3)$$

t_{PTR} Alter des Leistungstransformators in a
 t_{TAP} Alter des Stufenstellers in a
 t_{BH} Alter der Durchführungen in a

Beispielhaft ist eine Illustration der Veränderung der Ausfallrate durch ein Refurbishment in Abbildung 7.22 mit dem roten und grünen Punkt auf der CIGRE-Kennlinie eingezeichnet. Führt man bei einem Leistungstransformator das Refurbishment im 35. Lebensjahr durch, verringert sich die Ausfallrate zu der eines Leistungstransformators mit dem Alter von 28 Jahren.

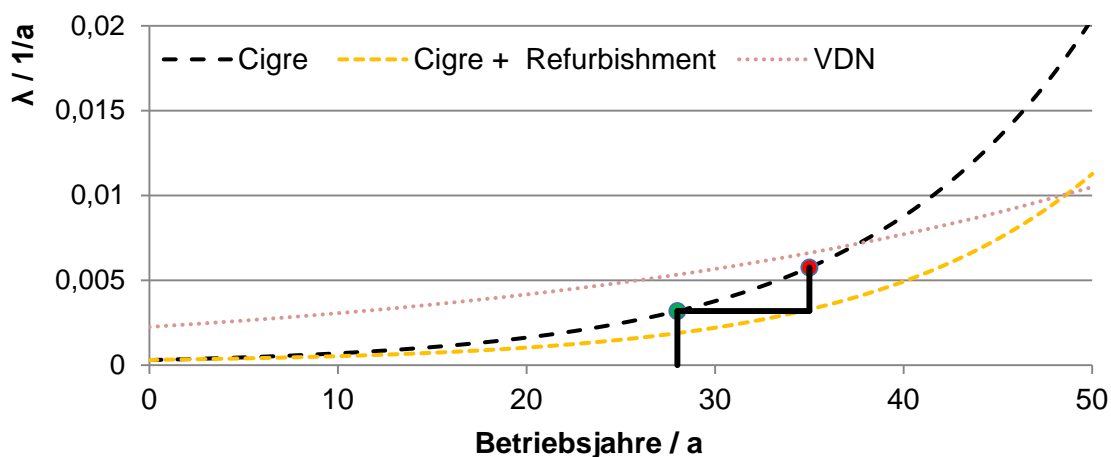


Abbildung 7.22: Vergleich Ausfallraten der Leistungstransformatoren [92]

Für die Durchführung eines Refurbishments muss in etwa ein Viertel der Investitionskosten des Leistungstransformators gerechnet werden. In Tabelle 2.7 sind die unterschiedlichen Kosten für die beiden Maßnahmen des risikoorientierten Investitionsplaners dargestellt.

7.3.3 Ergebnisse des risikoorientierten Investitionsplans für Leistungstransformatoren

Der risikoorientierte Investitionsplan für Leistungstransformatoren wird mit verschiedenen Budgets durchgeführt. Es werden in 5 Mio. €/a-Schritten bis 100 Mio. € die Rech-

nungen durchgeführt. In Abbildung 7.23 sind die Veränderungen auf das Gesamtnetzrisiko $VaR(95)$ des Austauschplans dargestellt.

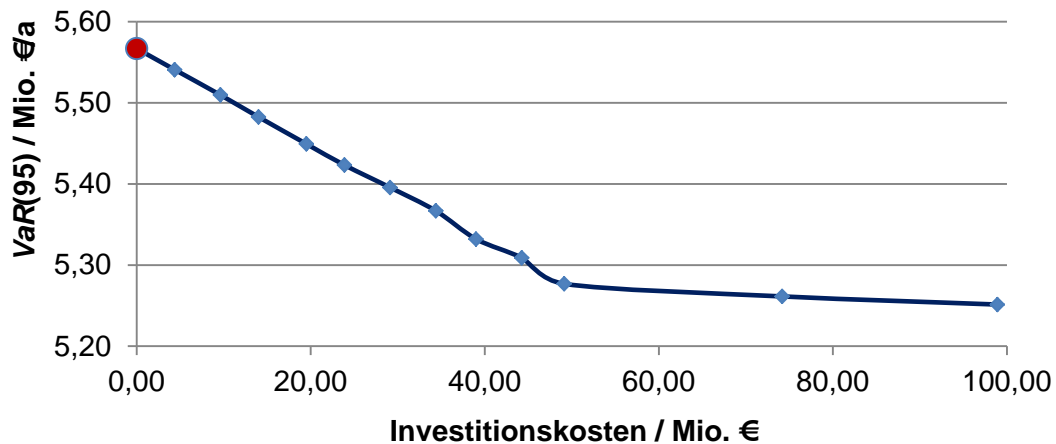


Abbildung 7.23: Risikoreduzierung mit dem Investitionsplan [92]

Bis zu einer Investitionssumme von 49,13 Mio. EUR hat jeder weitere Investitionsschritt die Möglichkeit, das Gesamtnetzrisiko deutlich zu reduzieren. Bei weiteren Investitionen kann das Risiko nur noch geringfügig positiv verändert werden. Die Veränderung des Risikowertes ist gegenüber der Investitionssumme sehr gering. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die Risikoreduzierung jährlich ist und gleichzeitig eine Investition in das Gesamtnetz erfolgt, welche bei der Netzentgeltberechnung berücksichtigt wird [85].

In Abbildung 7.24 ist die Aufteilung der Investitionsbudgets bis 49,13 Mio. EUR detailliert dargestellt. Bei einem Investitionsbudget von 4,38 Mio. € werden 20 % für Refurbishment (RF) und 80 % für den Austausch (RP) von zwei neuen Leistungstransformatoren verwendet. Die niedrigen Budgets schlagen vor, die Leistungstransformatoren mit einem Alter von über 40 Jahren auszutauschen. Der Rest des Budgets wird für Refurbishments von Leistungstransformatoren mit einem Alter zwischen 20-30 Jahren aufgefüllt. Als erstes empfiehlt der Optimierer den Austausch von zwei 420 kV / 220 kV-Leistungstransformatoren, die in einer Schaltanlage stehen, die auch über die Einspeisung von einem großen Braunkohlekraftwerk verfügt. Der Austausch der 420 kV / 123 kV-Leistungstransformatoren ist in der Regel von untergeordneter Bedeutung. Der Großteil des Budgets wird für die Maßnahmen an den 420 kV / 220 kV-Leistungstransformatoren eingesetzt. Nur zwei 420 kV / 123 kV-PTR werden überhaupt für diese Refurbishment-Maßnahme bis zu einem Budget von 49,13 Mio. € empfohlen. Mit dem Budget von 39 Mio. € sind alle Leistungstransformatoren mit einem Alter von über 40 Jahren ersetzt. Mit den höheren Budgets werden zusätzlich Refurbishments

von Leistungstransformatoren mit einem Alter von 25 bis 30 Jahren durchgeführt. Mit diesen Verbesserungen kann das Gesamtergebnis nur geringfügig verbessert werden.

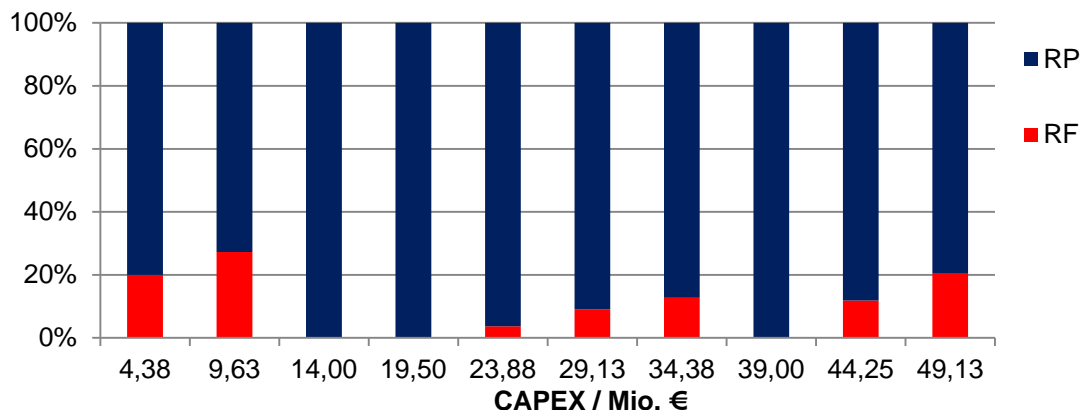


Abbildung 7.24: Aufteilung der Investitionsbudgets nach Handlung [92]

Die Ergebnisse zeigen, dass die Sanierung der Leistungstransformatoren in der 380-kV-Übertragungsnetzebene mit einem Alter zwischen 20 - 25 Jahren eine gute Möglichkeit zur Risikoreduzierung des Gesamtübertragungsnetzes dargestellt. Allerdings ist die beste Investition zur Risikominderung der Austausch der alten Leistungstransformatoren, welche das Ende der Lebensdauer erreicht haben. Ein Refurbishment wird vom Optimierer niemals für Leistungstransformatoren mit einem Alter von über 30 Jahren ausgewählt. Das Restrisiko ist zu hoch, dass beim nächsten Fehler nur noch ein Austausch des Leistungstransformators wirtschaftlich sinnvoll ist. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die 420 kV / 245 kV-Leistungstransformatoren in der Regel einen höheren Einfluss auf das Gesamtnetzrisiko haben als 420 kV / 123 kV-Leistungstransformatoren. Diese sind mit einer deutlich höheren Redundanz ausgestattet.

Durch die gegenwärtige Rechtslage ist eine Sanierung der PTR in Deutschland wirtschaftlich unattraktiv. Der für das Refurbishment investierte Betrag darf nicht den Investitionskosten zugeordnet werden. Diese werden "nur" als Betriebskosten berücksichtigt. Diese Kosten dürfen nicht als Investition in das Übertragungsnetz für die Netzentgeltberechnung berücksichtigt werden. Eine Erhöhung des Buchwerts des Vermögenswertes wird somit nicht stattfinden [85].

8 Fazit

Diese Arbeit hat sich mit der Entwicklung von risikoorientierten Instandhaltungskonzepten mit der Value-at-Risk-Methode beschäftigt. Der Wandel von zeit- bzw. zustandsorientierten zu risikoorientierten Strategien ermöglicht eine Integration der technischen Instandhaltung von Betriebsmitteln in den Risikomanagementprozess eines Übertragungsnetzbetreibers. Eine Voraussetzung hierfür ist allerdings, die Bewertung und Steuerung des operativen Netzrisikos, das als zentrales Risiko eines Infrastrukturnetzes identifiziert wurde.

Als Benchmark für die Quantifizierung des Verlustrisikos, welches vom Ausfall der Betriebsmittel eines Übertragungsnetzes ausgeht, eignet sich sehr gut die Value-at-Risk-Methode auf Basis der Monte-Carlo-Simulation. Die Fähigkeit der Aggregation der Einzelrisiken, die einfache Erweiterung der Gesamtrisikobestimmung bei Netzausbaumaßnahmen und die Illustration des Risikos in einer einzigen Kennzahl sind als sehr vielversprechende Eigenschaften hervorzuheben. Zusätzlich können zeitgleich neben dem Gesamtrisiko weitere Teilrisiken ermittelt werden. Für die Betriebsmittel z.B. können mit Hilfe der VaR-Methode separat deren Einzelrisiken bestimmt werden und somit Betriebsmittelgruppen übergreifend verglichen werden. Die Bestimmung der Instandhaltungspriorität erfolgt in Abhängigkeit des anlagenindividuellen Ausfallrisikos. Somit kann mit diesem Ansatz die Entwicklung risikoorientierter Bewertungs- und Instandhaltungskonzepten in der Energieversorgung vorangetrieben werden.

Nach der theoretischen Herleitung wurde mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation ein Modell zur Kalkulation des VaR in Übertragungsnetzen hergeleitet. Dabei wurden die altersabhängigen Ausfallraten der Betriebsmittel, die Reparaturkosten sowie Umsatzausfälle durch nicht gelieferte bzw. nicht eingespeiste Energie in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz als Risikofaktoren ermittelt. Mit dem Vergleich der durchschnittlichen und der altersabhängigen Ausfallraten konnte bewiesen werden, dass für die Bestimmung des Betriebsmittelrisikos es unabdingbar ist, das Alter und die dementsprechende Verfügbarkeit zu berücksichtigen.

Bei der Anwendung des Bewertungsverfahrens auf das Übertragungsnetzmodell wurden die Leistungsschalter und Leistungstransformatoren als risikoreichste Betriebsmittelgruppen identifiziert, siehe Abbildung 8.1, deren einzelne Risiken sich deutlich unterscheiden können. Ursächlich dafür sind bei den Leistungsschaltern die hohe Anzahl im Übertragungsnetz und deren hohe Reparaturkosten. Bei den Leistungstransformatoren

sind für ein erhöhtes Risiko in erster Linie die Netzkuppler zwischen der 380-kV- und der 220-kV-Ebene mit der Bemessungsleistung von 1000 MVA zu nennen. Ein Ausfall dieser Betriebsmittel hat einen massiven Einfluss auf die nahe Einspeisung von Großkraftwerken.

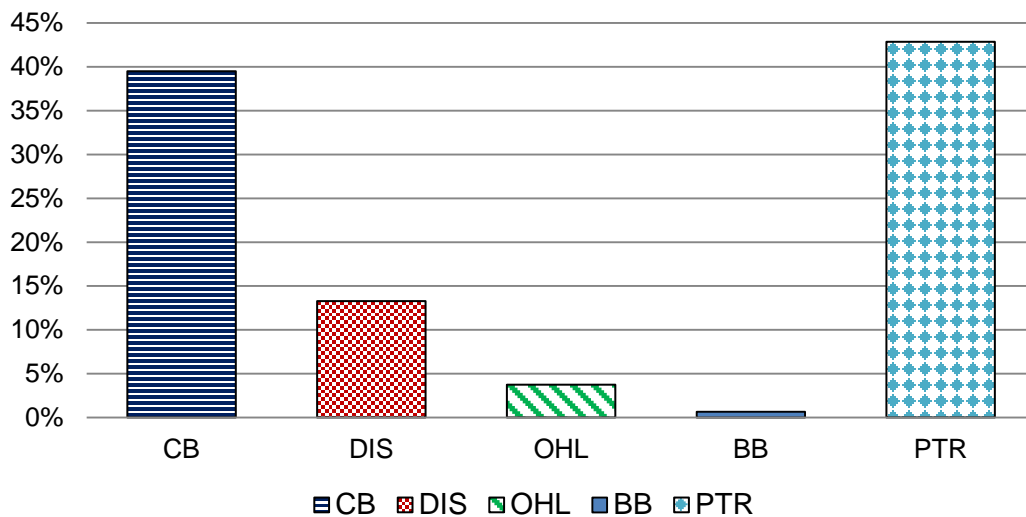


Abbildung 8.1: Aufteilung des Ausfallrisikos nach Betriebsmittelgruppe

Die Risikosenkung in Form eines VaR-Rückgangs kann als Erhöhung der Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes interpretiert werden. Andererseits kann bei einer Variation der Zielgröße des Optimierers die Netzzuverlässigkeit konstant gehalten und die Wartungskosten minimiert werden. Welche Versorgungssicherheit erreicht werden soll und wie viele Betriebsmittel hierfür ausgetauscht oder gewartet werden müssen, hängt von der Risikopolitik und dem Instandhaltungsbudget des Übertragungsnetzbetreibers ab. Dabei sollte in die Entscheidung ein Kosten-Nutzen-Vergleich einbezogen werden, in dem die Kosten dem Erfolg der Risikosenkung gegenüber gestellt werden.

Die Entwicklung risikoorientierter Instandhaltungsstrategien hat gezeigt, dass die gewünschte Risikoreduzierung nicht durch die Instandhaltung einzelner Betriebsmittelgruppen und -subgruppen erzielt werden können, d.h. Budget-Verschiebungen von Freileitungen zu Leistungsschaltern z.B. würden nicht zum Erfolg führen. Die beste Verbesserung kann mit der individuellen Wartung für jedes einzelne Betriebsmittel erzielt werden. Durch die weitere Berücksichtigung von Reisekosten und des erschwerten Erhaltens von Freischaltbedingungen ist diese nur schwer in der Praxis durchführbar. Für die Risikosteuerung sind somit Cluster nötig, mit denen die risikoreichsten Betriebsmittel detektiert und intensiver gewartet werden können, so dass das Ge-

samtnetzrisiko $VaR(95)$ bestmöglich gesteuert werden kann und diese gleichzeitig gewartet werden können.

Die Anwendungen haben gezeigt, dass die Bus-to-Bus-Strategie (ROBB) das beste Cluster zur Risikoreduktion ist. Die Schaltanlagen bezogene Wartungsstrategie (ROS) zeigt sich als schwierig durchführbar und hat scheinbar geringere Auswirkungen. Diesbezüglich muss ergänzt werden, dass die Betriebsmittelgruppe Freileitungen keinen Anteil in dieser Strategie hat.

Tabelle 8.1: Vergleich der Risikowerte der Wartungsstrategien

Risikowerte	Status Quo	ROS	ROBB
$VaR(95) / \text{k€}/a$	4.380	4.124	4.027
$\Delta VaR(95) / \%$	-	-5,76	-8,05

Zusätzlich zu den entwickelten Wartungsstrategien und den Investments in die Leistungstransformatoren sind weitere Anwendungen der VaR-Methode für das Übertragungsnetz entwickelt worden. So sind auch Anwendungen zur Effizienzmessung von Ausbaumaßnahmen und die Veränderung vom Übertragungsnetzrisiko bei der Annahme von Netzdurchleitungen untersucht worden [93] [94].

Literaturverzeichnis

- [1]. **Uken, M.** *Netzausbau mit Hindernissen*. 2012.
- [2]. **StromNEV.** *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin : Bundesanzeiger Verlag, 2005.
- [3]. **EnWG.** *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung*. Berlin : Bundesanzeiger Verlag, 2005.
- [4]. **Schreiner, A.** *Operationale Risiken in der Energieversorgung: Modelle und Methoden zur Berechnung der Risiken mit Hilfe von Value-at-Risk*. Darmstadt : tuprints, 2012.
- [5]. **Heuck, K.D., Dettmann, K. und Schulz, D.** *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden : Vieweg Verlag, 2007. ISBN 978-3-8348-0217-0.
- [6]. **Schwab, A.J.** *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2006.
- [7]. **Neumann, C., et al.** *Strategy for End of Life Assessment for High Voltage Circuit-Breakers*. Paris : s.n., 2008.
- [8]. **Fleckenstein, M. und Balzer, G.** *Availability of power plant supply during major failures in the 380 kV transmission system*. Istanbul, Türkei : s.n., 2012.
- [9]. **Balzer, G.** *Energieversorgung - Teil I*. Darmstadt : Vorlesungsskript, 2010.
- [10]. **Choonhapran, P.** *Applications of High Voltage Circuit-Breakers*. Darmstadt : s.n., 2007.
- [11]. **Itureggi, A., et al.** *High Voltage Circuit Breakers: SF6 vs. Vacuum*. Barakaldo (Spain) : s.n., 2009.
- [12]. **Flurschein, C. H.** *Power circuit breaker theory and design*. 1982.
- [13]. **United States Environmental Protection Agency.** High GWP Gases and Climate Change. [Online] [Zitat vom: 21. 02 2012.]
<http://www.epa.gov/highgwp/scientific.html#sf6>.
- [14]. **Alstom.** *GL314(x) to GL318(x) Live Tank Circuit Breakers* . [Online] [Zitat vom: 12. 12 2011.]
<http://www.alstom.com/assetmanagement/DownloadAsset.aspx?ID=33bad2a7-d4fa-44a8-a8b1-af81e2db6cd5&version=91619b03b651493ba6c5b0c0444ea85a3.pdf&lang=2057>.

- [15]. **ABB AG, High Voltage Products Department: Marketing & Sales.** *Live Tank Circuit Breakers Application Guide*. Ludvika, Sweden : s.n., 2009.
- [16]. **Neumann, C.** *Hochspannungsschaltgeräte und –anlagen*. Darmstadt : Vorlesungsskript, 2003. Skript.
- [17]. **Coelme-Egic.** *CBD 72.5 – 550 kV Centre Break disconnecter*. Santa Maria di Sala (VE) - Italia : EGIC, 2008.
- [18]. **Ruhrtal GmbH & Co. OHG.** *Lieferprogramm Trennschalter und Erdungsschalter*. 2005.
- [19]. **Müller, G. und Ponick, B.** *Grundlagen elektrischer Maschinen*. 9. neu bearbeitete Auflage. Weinheim : WILEY-VCH & Co. KGaA, 2006. Bd. 1.
- [20]. **Küchler, A.** *Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen*. 3. neu bearbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2009.
- [21]. **CIGRE Working Group A2.34.** *Guide for Transformer Maintenance, Electra, Technical Brochures*. s.l. : Cigré, 2011.
- [22]. **Giselbrecht, D.** *Dielektrische Modellierung von Öl-Papier-Isolationssystemen im Frequenzbereich zur Diagnose von Leistungstransformatoren. Habilitationsschrift*. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2008.
- [23]. **SIEMENS AG.** Anschlußtechnik für Leistungstransformatoren - Connection Techniques for Power Transformers. [Online] o.J. [Zitat vom: 05. 12. 2013.] https://www.cee.siemens.com/web/slovakia/sk/corporate/portal/produkty/divizie/energetika/ponuka/transformatory/Documents/transform-gener-spojtech-en-de_2000001263774.pdf.
- [24]. **Giersch, H.U., Harthus, H. und Vogelsang, N.** *Elektrische Maschinen -Prüfen, Normung, Leistungselektronik*. 5. korrigierte Auflage. Wiesbaden : B. G. Teubner Verlag, 2003.
- [25]. **Schwan, M.** *Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN Störungsstatistik*. 2005.
- [26]. **Fleckenstein, M. und Balzer, G.** *Outage cost oriented maintenance strategies of outgoing feeders in transmission networks*. Durham, UK : s.n., 2014.
- [27]. **Oswald, B.** *Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz*. Hannover : s.n., 2005.

- [28]. **Balzer, G. und Schorn, C.** *Life Cycle Costs Analysis of a complete Air Insulated Substation*. Berlin : s.n., 2007.
- [29]. **Fleckenstein, M., Neumann, C. und Balzer, G.** *Importance oriented maintenance strategies based on the Value at Risk method*. Brisbane, Australien : s.n., 2013.
- [30]. **CIGRE Working Group A2.37.** Transformer Reliability Survey, 2012. *Electra* 261. 2012.
- [31]. **Amprion GmbH.** *Geschäftsbericht 2013 - Höchstspannung beim Netzausbau*. Dortmund : s.n., 2014.
- [32]. **Umweltbundesamt.** *Datenbank "Kraftwerke in Deutschland"*. Dessau-Roßlau : s.n., 2011.
- [33]. **Fleckenstein, M., Neumann, C. und Balzer, G.** *Value at Risk monitored maintenance for extra-high voltage Assets*. Auckland, Neuseeland : s.n., 2013.
- [34]. **Swider, D. J.** *Handel an Regelernergie- und Spotmärkten*. Universität Stuttgart. Stuttgart : Deutsche Universitäts-Verlag, 2006. Dissertation.
- [35]. **Albert, K. et al.** *Elektrischer Eigenbedarf: Energietechnik in Kraftwerken und Industrie*. 2. Berlin, Offenbach : VDE-Verlag, 1996.
- [36]. **Alt, H.** *Zulässige Lastgradienten von Großkraftwerken*. Elektrische Energietechnik Energiewirtschaft, Hochschule Aachen. Aachen : FH Aachen, 2010.
- [37]. **Kirsch, R.** *Einfluss der Regenerativen Energien auf die Netzstabilität und den Betrieb von konventionellen Kraftwerken*. 13.04.2011.
- [38]. **Shakib Danesh, A.** *Übertragung der Windenergie über größere Entfernungen mittels leistungselektronischer Betriebsmittel*. Darmstadt : Energieforschung Baden-Württemberg, 2007.
- [39]. **Oswald, B.** *Berechnung von Drehstromnetzen*. Wiesbaden : Viewag+Teubner, 2009.
- [40]. **Oswald, B. und Oeding, D.** *Elektrische Kraftwerke & Netze*. Heidelberg : Springer Verlag, 2004. ISBN 978-3-642-19245-6.
- [41]. **BCP.** NEPLAN User's Guide V553. Küsnacht, Schweiz : s.n., 2013.
- [42]. **Amprion GmbH.** Amprion.net. [Online] Marx Werbeagentur GmbH, 5. Januar 2012. [Zitat vom: 5. Januar 2012.] <http://amprion.net/lastverlauf-netzeinspeisung#>.

- [43]. **BDEW**. Jahresvolllaststunden der deutschen Kraftwerke 2012. [Online] 2012.
<http://www.bdew.de/internet.nsf/id/energiemix-de>.
- [44]. **EnBW AG**. EnBW - Energie braucht Impulse. [Online] 4. 11 2009.
<http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp>.
- [45]. **Fleckenstein, M., et al.** *Risk-based maintenance of overhead lines in 380 kV transmission system*. Valencia, Spanien : s.n., 2013.
- [46]. **Vennegeerts, H., et al.** *Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik*. Aachen : FNN - Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, 2013.
- [47]. **Forum Netztechnik & Netzbetrieb (FNN)**. *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik*. Berlin : VDE, 2011.
- [48]. **FGH GmbH**. *FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik*. Mannheim : s.n., 2012.
- [49]. **Wiedemann, A.** *Extremes at Risk - Die Erfassung enormer Marktverwerfungen auf Basis einer extremwerttheoretischen Value at Risk - Berechnung*. Siegen : Universität Siegen, 2009.
- [50]. **Fleckenstein, M., Neumann, C. und Balzer, G.** *Age-dependent & multi-load reliability analysis in transmission systems, CIGRE Grid of the Future*. Boston, USA : s.n., 2013.
- [51]. **DVG - Deutsche Verbundgesellschaft**. *Der GridCode - Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Bottrop : Peter Pomp Verlag, 1998.
- [52]. **50herz; Amprion; Tennet; Transnet BW**;. Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. [Online] März 2012. [Zitat vom: 8. 10 2013.]
<http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Anschluss-Zugang/Verteiler/Planungsgrundsaeetze-120330.pdf>.
- [53]. **Berndt, H., et al.** *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin : Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007.
- [54]. **Billinton, R. und Allan, R.N.** *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York : Plenum Press, 1996.
- [55]. **BCP Busarello + Cott + Partner AG**. *Zuverlässigkeitsberechnungen*. Zürich : ABB AG Schweiz, 2012.

- [56]. **Müller, B.** *Balance statt Blackout*. 2013 : Siemens, 2013.
- [57]. **Balzer, G.** *Energieversorgung - Teil II*. Darmstadt : Vorlesungsskript, 2010.
- [58]. **Gehlen, P.** *Funktionale Sicherheit von Maschinen und Anlagen*. Erlangen : Publicis Publishing, 2010.
- [59]. **Agentur, Dena - Deutsche Energie.** *Technische Eigenschaften von konventionellen Kraftwerken*. Berlin : Dena, 2012.
- [60]. **Strauß, K.** *Kraftwerkstechnik*. Springer Verlag : Berlin, 2006.
- [61]. **Bundesnetzagentur (BNentA).** *Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14*. Berlin : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BmWi), 2013.
- [62]. **Neumüller, U.** Asset-Management. [Online] [Zitat vom: 12. 2 2013.] <http://www.ic-neumueller.de/index.php/de/leistungen/beratung-organisationsentwicklung/asset-management#.VAnYM2NBqBL>.
- [63]. **Bundesgesetzblatt.** Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. *Bundesgesetzblatt*. [Online] 1998, Nr. 23.
http://www.gesmat.bundesgerichtshof.de/gesetzesmaterialien/15_wp/EnergiewirtschaftG/b198023a%5B1%5D.pdf, 25.08.2013.
- [64]. **Balzer, G. und Schorn, C.** *Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag, 2011.
- [65]. **DIN EN 13306.** *Instandhaltung - Begriffe der Instandhaltung*. s.l. : Beuth Verlag, 2010.
- [66]. **DIN 31051.** *Grundlagen der Instandhaltung*. Berlin : Beuth Verlag, 2003.
- [67]. **DIN 0109.** *Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen*. Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2013.
- [68]. **Verband der Netzbetreiber (VDN).** Technische Richtlinie für die Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen. [Online] 10. 11 2006.
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/2006-11-10_Tech-RL_Instandhaltung.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/2006-11-10_Tech-RL_Instandhaltung.pdf); 25.08.2013.

- [69]. **Rasch, A.** *Erfolgspotential Instandhaltung: Theoretische Untersuchung und Entwurf eines ganzheitlichen Instandhaltungsmanagements*. [Hrsg.] Duisburger Betriebswirtschaftliche Schriften Bd. 21. Duisburg : Erich Schmidt Verlag, 1998.
- [70]. **Ryll, F. und Freund, C.** *Grundlagen der Instandhaltung*. [Hrsg.] Michael Schenk. *Instandhaltung technischer Systeme: Methoden und Werkzeuge zur Gewährleistung eines sicheren und wirtschaftlichen Anlagenbetriebs*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag, 2010.
- [71]. **Balzer, G., et al.** *Rechnergestützte Instandhaltung für elektrische Netze*. *ABB-Technik* 4/1997. S. 21 25.
- [72]. **Filipiuk, B.** *Transparenz der Risikoberichterstattung – Anforderungen und Umsetzung in der Unternehmens-praxis*. Heidelberg : Springer Verlag, 2009.
- [73]. **Diederichs, M.** *Risikomanagement und Risikocontrolling*. München : Vahlen Verlag, 2012.
- [74]. **Horváth, P.** *Controlling*. München : Vahlen Verlag, 2011.
- [75]. **Wolke, T.** *Risikomanagement*. München : Oldenburg Verlag, 2008.
- [76]. **Kremers, M.** *Risikoübernahme in Industrieunternehmen: Der Value-at-Risk als Steuerungsgröße für das industrielle Risikomanagement*. s.l. : Verlag Wissenschaft & Praxis, 2002.
- [77]. **Thommen, J.P. und Achleitner, A.K.** *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre – umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht*. Wiesbaden : Gabler Verlag, 2006.
- [78]. **Wurl, H., Mayer, J. und Klingebiel, N.** *Performance Measurement & Balanced Scorecard*. München : Vahlen Verlag, 2001.
- [79]. **Cottin, C. und Döhler, S.** *Risikoanalyse: Modellierung, Beurteilung und Management von Risiken mit Praxisbeispielen*. 2. Auflage. Wiesbaden : Springer-Verlag, 2013.
- [80]. **Hartmann-Wendels, T., Pfingsten, A. und Weber, M.** *Bankbetriebslehre*. Heidelberg : Springer, 2010.
- [81]. **Hermann, M.** *Netzintegration erneuerbarer Energien – Wie viel Erneuerbare können wir realisieren?* Berlin : BDEW – Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V., 2010.

- [82]. **Gladden, W.** *Performance Measurement: Controlling mit Kennzahlen*. Berlin : Gabler Verlag, 2011.
- [83]. **Linsmeier, T. und Pearson, N.** *Risk Measurement - An introduction to value at risk*. 1996.
- [84]. **Jorion, P.** *Value at Risk – The New Benchmark for Managing Financial Risk*. New York : Mcgraw-Hill Publ.Comp., 2006.
- [85]. **John, O.** *Risikobasierte wirtschaftliche Optimierung von Investitionsentscheidungen regulierter Stromnetzbetreiber*. Dortmund : s.n., 2011.
- [86]. **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.** *Untersuchungsbericht über die Versorgungsstörungen im Netzgebiet des RWE im Münsterland vom 25.11.2005*. Bonn : s.n., 2006.
- [87]. **Domschke, W. und Drexl, A.** *Einführung in Operations Research*. 7. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York : Springer-Verlag, 2007.
- [88]. **Borgwardt, Karl H.** *Optimierung Operations Research Spieltheorie: Mathematische Grundlagen*. Basel, Bosten, Berlin : Brinkhäuser-Verlag, 2001.
- [89]. **Hiller, Frederick S. und Lieberman, Gerald J.** *Introduction to Operations Research*. 8. Ausgabe. New York : McGraw-Hill, 2005.
- [90]. **Martello, S. und Toth, P.** *Knapsack Problems: Algorithms and Computer Implementations*. Chichester : John Wiley & Sons, 1990.
- [91]. **Sinha, P. und Zoltners, A.** The Multiple-Choice Knapsack Problems. *Operations Research*. 1979, Vol. 27, No. 3, S. 503-515.
- [92]. **Fleckenstein, M., Neumann, C. und Balzer, G.** *Risk assessment of aging power transformers in the transmission network*. Houston, USA : s.n., 2014.
- [93]. **Fleckenstein, M., et al.** *Risk Assessment of power wheeling in extra high voltage transmission systems*. Dublin, Irland : s.n., 2013.
- [94]. **Fleckenstein, M. und Balzer, G.** *Congestion management with a Unified Power Flow Controller in a 380 kV transmission network*. Ljubljana, Slovenien : s.n., 2013.

Eigene Veröffentlichungen

2012

- Fleckenstein M., Balzer G.: Impact on reliability of electrical power supply by feeding of offshore wind parks, The 7th International Conference on Electrical and Control Technologies, 2012 Mai 3 – 4, Kaunas, Litauen, Seite 139-142.
- Fleckenstein M., Balzer G.: Availability of power plant supply during major failures in the 380 kV transmission system; 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS); 2012 Juni 10 - 14, Istanbul, Türkei; Ref. 225.
- Jeromin I., Balzer G., Eichler C., Fleckenstein M.: Multicriterial Optimization of Investment Costs in Case of the Reliability Centered Maintenance; 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS); 2012 Juni 10 - 14, Istanbul, Türkei, Ref. 32.
- Fleckenstein M., Balzer G., Neumann C.: Utilization of SVC's for Congestion Management in case of unexpected power plant decommissioning; 19th Conference of the electric power supply industry (CEPSI), 2012 Oktober 15 – 19, Bali, Indonesien, Ref. 768
- Fleckenstein M., Balzer G.: Multicriteria Maintenance Planning for Disconnectors in Extra High Voltage Transmission Systems; Electrical power Engineering (EPE); 2012 Oktober 25 - 27, Iasi, Rumänien, ref. 6.
- Wasserrab A., Fleckenstein M., Balzer G.: Integration of Wind Power in Germany's Transmission Grid by using HVDC-Links; Wind Integration Workshop 2012, 2012 November 13 – 15, Lissabon, Portugal, Ref. 107.
- Fleckenstein M., Wasserrab A., Neumann C., Balzer G.: Enhancing the reliability of AC transmission networks by using a long distance HVDC-Link; Wind Integration Workshop 2012, 2012 November 13 – 15, Lissabon, Portugal, Ref.62.

2013

- Fleckenstein M., Eisenreich M., Balzer G.: Energy storage system in the medium-voltage network; 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2013 Mai 5 - 8, Breslau, Polen, Ref. 79.

- Fleckenstein M., Balzer G.: Congestion management with a Unified Power Flow Controller in a 380 kV transmission network; 8th International Conference Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE); 2103 Juni 5 - 7, Lubljana, Slowenien, Seite 162 - 166.
- Fleckenstein M., Rhein A., Braun S., Balzer G.: Risk-based maintenance of overhead lines in 380 kV transmission system; 13th Spanish-Portuguese Conference on Electrical Engineering (XIIICHLIE), 2013 Juli 3 - 5, Valencia, Spanien, Ref. 106.
- Fleckenstein M.; Neumann C.; Balzer G.: Importance oriented maintenance strategies based on the Value at Risk method; CIGRE Study Committees B3/D1 Colloquium Managing Substations in the Power System of the Future; 2013 September 9 - 11, Brisbane, Australien, Ref. 170.
- Fleckenstein M.; Neumann C.; Balzer G.: Value at Risk monitored maintenance for extra-high voltage Assets; CIGRE International Symposium and Study Committee Meetings – Best Practice in Transmission and Distribution in a Changing Environment; 2013 September 16 - 17, Auckland, Neuseeland, Ref. 233.
- Fleckenstein M.; Rhein A.; Neumann C.; Balzer G.: Risk Assessment of power wheeling in extra high voltage transmission systems 48th Universities' Power Engineering Conference, 2013 September 3 -5, Ref. 230.
- Fleckenstein M., Neumann C., Balzer G.: Age-dependent & multi-load reliability analysis in transmission systems, CIGRE Grid of the Future, October 20 - 22, Boston, USA.

2014

- Hoffmann A., Fleckenstein M., Balzer G., Hartkopf T.: Grid services with PV-converters in distribution grids, 5th Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014 Februar 19 - 22, Washington D.C., USA, Ref. 258.
- Fleckenstein M., Neumann C., Balzer G.: Bay oriented & risk based maintenance for transmission networks, 2014 CIGRE Innovation for Secure and Efficient Transmission Grids Conference, 2014 März 12 – 14, Brüssel, Belgien, Ref. 226.
- Papaioannou G., Fleckenstein M., Zimmer H., Hanson J.: Dynamic frequency controlling for isolated island power systems, 11th International Conference on

Modelling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (ElectrIMACS), 2014 Mai 19 - 22, , Valencia, Spanien.

- Fleckenstein M., Balzer G.: Outage cost oriented maintenance strategies of outgoing feeders in transmission networks, 13th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2014 Juli 7-10, Durham, UK, Ref. 46.
- Fleckenstein M., Wasserrab A., Balzer G., Neumann C.: Risk-based asset replacement in EHV transmission networks, 49th Universities' Power Engineering Conference (UPEC), 2014 September 2 - 5, Cluj, Rumänien, Ref. 50.
- Fleckenstein M., Neumann C., Balzer G.: Risk assessment of aging power transformers in the transmission network, Grid of the Future, 2014 October 20 – 21, Houston, USA.
- Fleckenstein M., Neumann C., Balzer G.: Risk-oriented asset replacement within substations in EHV transmission networks, 20th Conference of the electric power supply industry, 2014 October 26 -30, Jeju, Südkorea.

Betreute studentische Arbeiten

2012

- Schmitt, Jan-David: Zuverlässigkeitsoptimierter Austausch von Leistungsschaltern in der Höchstspannungsebene, SA 624.
- Peine, Steffen: Erhaltung der Zuverlässigkeitsgüte des Höchstspannungsnetzes durch Variation von Kraftwerkseigenschaften, SA 625.
- Greb, Susanne: Strategien für den Austausch von Abgangstrennschaltern im Höchstspannungsnetz, DA 474.
- Van der Poel, Sander: Ermittlung optimaler Instandhaltungsstrategien mit Hilfe heuristischer multikriterieller Optimierung, SA 641.
- Hörl, Michael: Energietrends – neue Technologien für die elektrische Energieversorgung, SA 649
- Sharma, Diwash: Reliability of Overhead Lines in Extra High Voltage Transmission Systems, MA 486.

2013

- Eggers, Julia: Prioritätsorientierte Instandhaltung von Schaltanlagen, SA 489
- Rothermel, Jana: Ermittlung der kostenminimalen Instandhaltungsstrategie mit Hilfe des Knapsack-Problems, SA 676
- Rhein, Alexander: Methoden des Risikomanagements im elektrischen Übertragungsnetz, MA 489.
- Kramer, Michael: Blindleistungsbereitstellung im Smart Grid, MA 492.

2014

- Neidert, Peggy: Risikoorientierte Instandhaltung von Leistungstransformatoren im Übertragungsnetz, SA 685.

Anhang

Der Aufbau des Anhangs erfolgt analog zu den Kapiteln der Arbeit. Im ersten Abschnitt werden weiterführende Informationen zum Netzmodell gegeben. Im zweiten Unterkapitel sind Details zu den Lastflussberechnungen zu finden. Die Tabellen und Abbildungen zu den Fehlerarten und weiteren Themen der Zuverlässigkeitsanalyse sind im dritten Abschnitt zu finden.

A1 Anhang zum Kapitel: Aufbau des erstellten Netzmodells

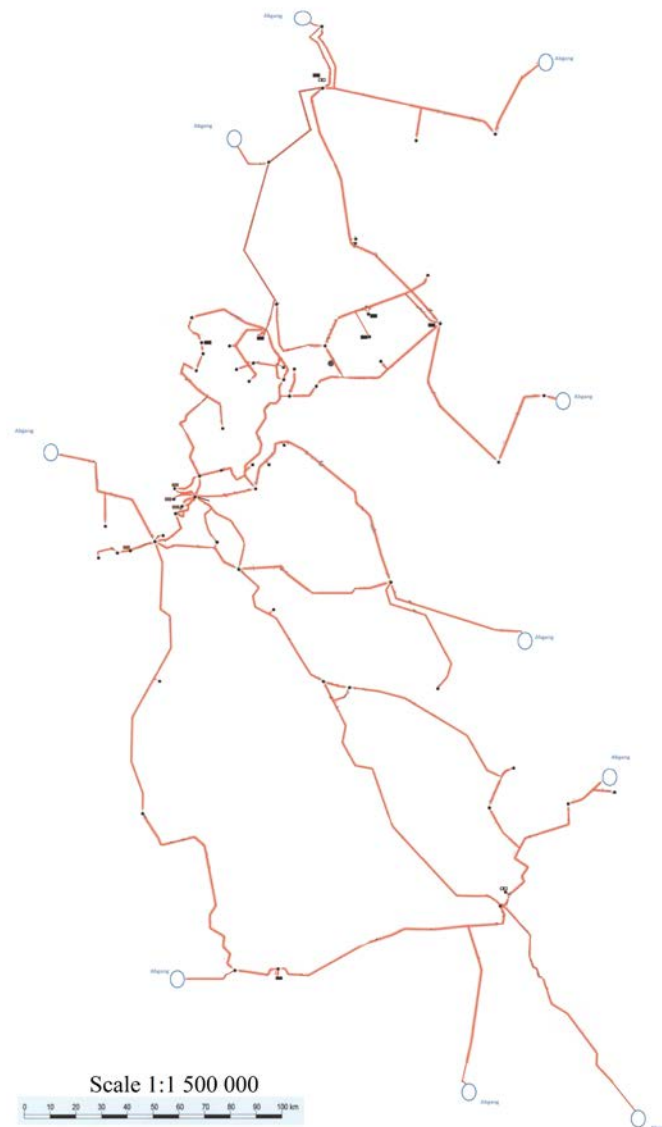


Abbildung A 1: 380 kV Freileitungsnetz mit Kuppelstellen.

Tabelle A 1: Kennwerte der Freileitungen bezogen auf U_m [40]

Kennwerte	U_m / kV					
	123		245		420	
	EL	DL	EL	DL	EL	DL
Zahl der Teilleiter	1	1	2	2	4	4
Teilleiterquerschnitt in mm^2	185/30	185/30	240/40	240/40	240/40	240/40
$P_{\text{Nat}} / \text{MW}$	42	42	217	217	733	733
$R_0' / \Omega/\text{km}$	0,229	0,338	0,166	0,273	0,136	0,242
$R_1' / \Omega/\text{km}$	0,12	0,12	0,06	0,06	0,03	0,03
$S_{\text{th}} / \text{MVA}$	137	137	548	548	1877	1877
$X_0' / \Omega/\text{km}$	1,089	1,620	0,971	1,479	0,916	1,400
$X_1' / \Omega/\text{km}$	0,387	0,393	0,301	0,299	0,246	0,251
$C_0' / \text{nF}/\text{km}$	5,7	4,8	7,5	6,3	8,2	6,9
$C_1' / \text{nF}/\text{km}$	9,5	9,5	12,5	12,5	13,8	13,8
Z_W / Ω	363	363	276	276	241	241

EL Ein Stromkreis

DL zwei parallele Stromkreise

Tabelle A 2: Kennwerte der Leistungstransformatoren im Netzmodell

$U_{\text{os}} / \text{kV}$	$U_{\text{us}} / \text{kV}$	S_r / MVA	$u_{\text{kr}} / \%$	$I_{\text{lr}} / \%$	Anzahl
420	245	600	15	0,2	11
		1000	15	0,15	14
420	123	200	13	0,4	5
		250	13	0,4	18
		300	14	0,4	10
		350	14	0,4	44
420	27	750 - 1000	15 - 21	0,2	5
420	21	500 - 1000	15,5 - 20	0,2	21
245	123	100	12	0,4	5
		150	12	0,4	31
		200	13	0,3	62
		300	13	0,3	22
245	21	500 - 1000	15,5	0,25	23

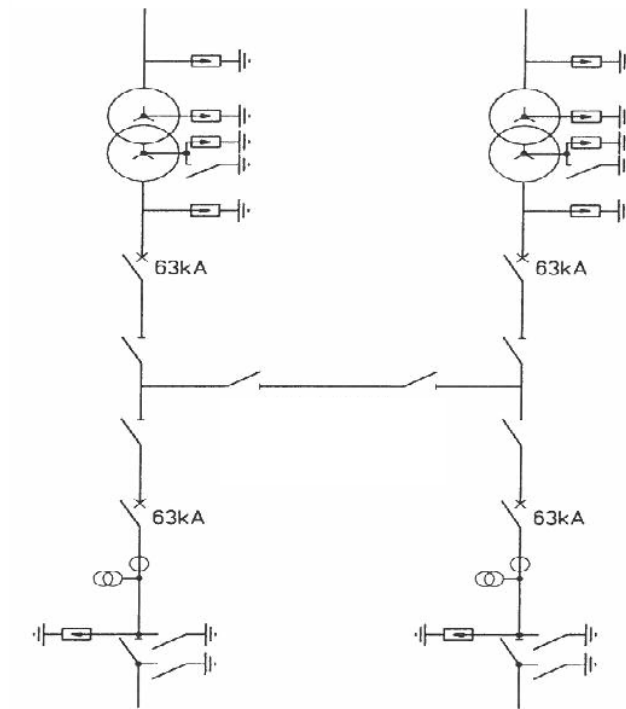


Abbildung A 2: Schaltanlage mit H-Schaltung und vier Leistungsschaltern

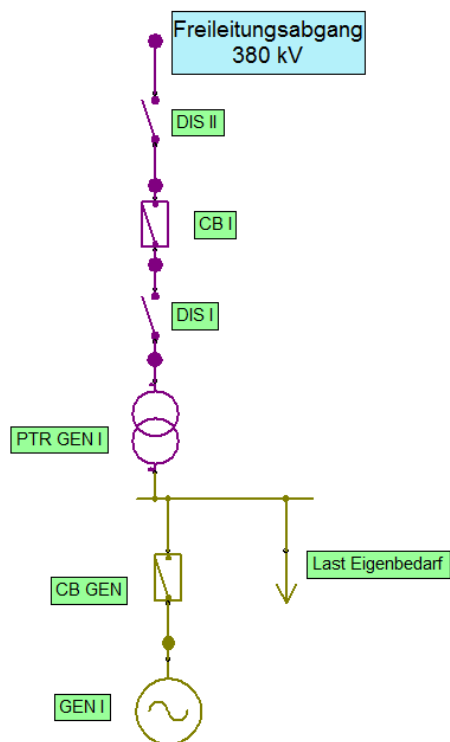


Abbildung A 3: Aufbau eines Kraftwerksanschlusses im Netzmodell

A2 Anhang zum Kapitel: Asset Management im Übertragungsnetz

Tabelle A 3: Schaltanlagen – Kennwerte Multilast & VDN - Ausfallraten

Schaltanlage	W _{NS} (MWh/a)	Priorität	W _{ND} (MWh/a)	Priorität	W _{NDS} (MWh/a)	Priorität
RK	2.151,363	1	13.559,065	1	15.710,428	1
OP	301,791	6	3.475,775	2	3.777,566	2
OZ	608,694	4	2.517,727	3	3.126,422	3
KH	252,497	7	2.438,098	4	2.690,595	4
BU	905,115	2	1.720,243	9	2.625,358	5
VH	196,909	9	1.943,638	5	2.140,547	6
WT	152,666	12	1.898,008	6	2.050,674	7
SP	85,698	26	1.841,796	7	1.927,494	8
UT	74,932	30	1.735,318	8	1.810,250	9
HF	652,572	3	1.094,799	13	1.747,371	10
ZB	214,044	8	1.451,448	11	1.665,492	11
SE	145,741	13	1.483,666	10	1.629,407	12
EB	116,426	16	1.270,237	12	1.386,663	13
GW	421,027	5	938,532	16	1.359,559	14
DB	195,896	10	1.066,128	14	1.262,025	15
NI	100,687	21	943,975	15	1.044,662	16
NS	138,361	14	901,468	17	1.039,829	17
KN	104,192	18	895,256	18	999,448	18
LN	137,577	15	844,626	19	982,203	19
OH	62,139	36	814,654	20	876,793	20
HA	67,312	33	720,830	22	788,142	21
PF	78,779	28	690,445	23	769,225	22
NE	23,619	53	733,782	21	757,401	23
WI	83,369	27	649,509	25	732,878	24
ME	45,756	44	686,120	24	731,876	25
UR	73,678	31	637,582	26	711,260	26
KR	103,811	19	604,283	27	708,094	27
LB	115,894	17	589,314	28	705,208	28
WE	91,684	25	578,311	29	669,995	29
GR	165,724	11	460,198	36	625,922	30
WK	60,541	39	518,637	30	579,178	31
LI	55,151	40	492,653	31	547,804	32
UE	72,392	32	469,979	35	542,371	33
KA	62,696	35	477,142	33	539,837	34
GU	51,577	42	473,799	34	525,375	35
HU	38,786	48	483,361	32	522,147	36
HH	74,965	29	397,995	39	472,960	37
RB	41,264	47	416,292	37	457,556	38
LN	47,501	43	399,309	38	446,810	39
UC	96,426	22	349,261	42	445,687	40
MP	93,199	23	338,998	43	432,198	41
AR	29,824	52	394,328	40	424,152	42
KP	42,655	45	371,245	41	413,899	43
OS	62,960	34	285,830	47	348,790	44
UN	41,920	46	306,348	45	348,268	45
RX	20,268	55	310,551	44	330,819	46
KO	37,576	49	288,569	46	326,146	47
BH	31,621	51	260,608	48	292,228	48
EG	32,604	50	235,826	49	268,431	49
NL	61,273	37	178,618	50	239,891	50
MB	91,714	24	132,985	52	224,699	51
SI	102,778	20	103,480	53	206,258	52
BI	54,446	41	148,596	51	203,042	53
ED	61,249	38	41,804	58	103,052	54
HB	18,626	56	73,054	54	91,680	55
DT	7,475	58	62,291	55	69,766	56
RA	9,994	57	46,278	56	56,272	57
DA	6,720	60	44,785	57	51,505	58
ZU	23,065	54	26,261	59	49,326	59
SB	6,869	59	17,386	60	24,255	60
Summe	9.306,087		57.331,101		66.637,188	

Tabelle A 4: Schaltanlagen – Kennwerte Multilast & altersabhängige Ausfallraten

Schaltanlage	W _{NS} (MWh/a)	Priorität	W _{ND} (MWh/a)	Priorität	W _{NDS} (MWh/a)	Priorität
RK	3.031,579	1	18.096,595	1	21.128,174	1
OP	348,123	6	4.129,194	2	4.477,317	2
BU	1.337,048	2	2.505,568	5	3.842,616	3
OZ	718,281	4	2.687,874	4	3.406,155	4
KH	272,229	7	2.906,120	3	3.178,349	5
HF	925,548	3	1.536,450	10	2.461,997	6
WT	151,873	12	1.976,821	6	2.128,694	7
VH	216,544	8	1.552,658	9	1.769,201	8
UT	75,010	31	1.678,878	7	1.753,888	9
GW	545,121	5	1.190,141	12	1.735,262	10
SP	67,825	37	1.556,214	8	1.624,039	11
SE	141,919	14	1.404,481	11	1.546,399	12
ZB	184,294	10	1.179,630	13	1.363,924	13
DB	185,857	9	1.127,964	14	1.313,821	14
EB	88,762	23	1.007,434	15	1.096,196	15
NI	91,529	21	917,296	16	1.008,825	16
LN	147,971	13	846,571	19	994,542	17
HA	74,012	32	916,907	17	990,919	18
NS	121,239	16	856,166	18	977,406	19
NE	28,630	52	821,286	20	849,916	20
ME	52,824	43	757,273	21	810,096	21
KN	95,384	19	710,485	22	805,870	22
WK	86,361	25	696,861	23	783,222	23
LI	76,082	30	684,196	24	760,278	24
UR	62,798	39	621,005	25	683,802	25
OH	48,509	46	604,161	26	652,670	26
KR	94,842	20	524,048	30	618,891	27
LB	110,125	17	508,206	33	618,331	28
PF	70,118	35	540,939	27	611,058	29
KP	70,743	34	539,212	28	609,955	30
WI	69,587	36	525,008	29	594,595	31
WE	80,123	28	513,449	32	593,572	32
UE	79,249	29	498,991	34	578,240	33
AR	39,191	49	520,241	31	559,432	34
KA	61,973	40	474,552	35	536,524	35
RB	63,295	38	465,940	36	529,235	36
HH	80,882	27	438,444	38	519,326	37
OS	88,946	22	412,894	39	501,840	38
HU	35,895	50	465,737	37	501,632	39
GR	123,102	15	351,921	42	475,023	40
GU	50,933	44	397,255	40	448,188	41
UN	49,890	45	388,586	41	438,476	42
UC	87,054	24	347,787	43	434,841	43
SI	178,699	11	188,649	50	367,348	44
LN	45,878	48	313,882	45	359,760	45
RX	20,617	55	319,483	44	340,100	46
KO	46,394	47	286,054	46	332,448	47
MP	71,461	33	257,205	47	328,666	48
NL	85,672	26	240,740	48	326,412	49
MB	107,948	18	175,542	51	283,490	50
BH	25,003	54	201,447	49	226,450	51
BI	55,307	41	148,507	53	203,814	52
EG	27,774	53	170,809	52	198,583	53
DA	13,441	57	89,569	54	103,010	54
ED	53,308	42	45,302	57	98,610	55
DT	7,258	59	60,834	55	68,091	56
HB	13,574	56	53,349	56	66,923	57
ZU	31,665	51	34,212	59	65,877	58
RA	9,727	58	45,128	58	54,855	59
SB	5,288	60	13,386	60	18,674	60
Summe	11.230,314		63.525,536		74.755,850	

Tabelle A 5: Wartungsmaßnahmen und -intervalle - Aktivteil des Transformators, Öl und Ausdehnungsgefäß nach der Strategie „Status Quo“

Aktivteil, Kessel, Öl und Ausdehnungsgefäß des Transformators Strategie „Status Quo“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	<ul style="list-style-type: none"> • Prüfen Aktivteil auf Öllecks/ Dichtigkeit, Betriebserdungen, Elektroinstallation, weitere Schäden (Lack, Korrosion) • Überprüfen Ausdehnungsgefäß: Dichtigkeit, Luftentfeuchter, Korrosion, Ölstandanzeiger 	1 Jahr	Nach Auffälligkeiten bei der Inspektion (zustandsabhängig) z.B. das Abdichten und Lackieren
	<p>Ölalterungsuntersuchung (Ölanalyse)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1. Gruppe: Neutralisationszahl, dielektr. Verlustfaktor, Durchschlagspannung, Grenzflächenspannung, Wassergehalt, Farbe, • 2. Gruppe: Reinheit, Fremdkörper, Oxidationsstabilität, Partikelanzahl, Dichte, Flammpunkt, Stockpunkt, Viskosität • 3. Gruppe: Korrosiver Schwefel, PCB, Inhibitorgehalt 	2 Jahre	<p>In Abhängigkeit der auffälligen Werte: (in gewissem Maße über IEC 60422)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nachfüllen • Reinigen (physikalische Ursache) • Aufbereiten (physikalische Ursache) • Regenerieren (chemische Ursache) • Austauschen (chemische Ursache) • Trocknen (physikalische Ursache) <ul style="list-style-type: none"> • Online: dauerhaft durch Luftentfeuchter Wartung 4 mal pro Jahr • Offline: Trocknungsverfahren z.B. Vapour Phase Technik • PCB örtliche Vorschriften beachten • Inhibitor auffüllen
	Überprüfen der Öltemperatur	dauerhaft/monatlich	Ursache ermitteln und demnach warten (Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen)
	Ölgasuntersuchung: H_2 , O_2 , N_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 (Feststellen von Entladungen, Erwärmungen, Zersetzung der Isolierstoffe)	2-3 Jahre	Entgasung oder über Hinweise aus den Gaskomponenten Wartungsmaßnahmen einleiten (in gewissem Maße über IEC 60599): Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen
	Überprüfen des Ölfüllstands	dauerhaft/monatlich	Nachfüllen nach Bedarf, Ursache bei auffälliger Füllstandänderung

			ermitteln
	Prüfen der Isolierung (Bestimmung von Furfurol)	6-8 Jahre	Nach Zustand Maßnahme Trocken oder Regenerieren
	Gasanalyse Buchholzschutz	bei Alarm Gasanalyse durchführen	Entgasung oder über Hinweise aus den Gaskomponenten Maßnahme einleiten (Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen)

Tabelle A 6: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Kühlsystem des Transformators nach der Strategie „Status Quo“

Kühlsystem des Transformators Strategie „Status Quo“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	Überprüfung der gesamten Kühlanlage auf Dichtheit, Schutz, Korrosion, Verstopfungen und auffällige Geräusche	>1 Jahr bis <2 Jahre	Abdichten, Schutz gegen Korrosion, Verstopfungen beseitigen
	Überprüfung der Öl-Luft-Kühler Verschmutzung		Kühlerreinigung zustandsbedingt
	Weitere Überprüfungen: Öltemperatur, Strömungsmelder bzw. Durchflussmesser (Signalabgabe) Öl / Luft		nach Zustand und Ursache
	Überprüfung der Drosselklappen auf richtige Stellung	nach jeder Abschaltung	bei falscher Stellung richtige Stellung wiederherstellen

Tabelle A 7: Wartungsmaßnahmen & -intervalle – Stufenschalter „Status Quo“

Stufenschalter des Transformators Strategie „Status Quo“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	<ul style="list-style-type: none"> Überprüfen der Dichtigkeit, Korrosion und Sicherheitsmembrane Überprüfen des Motorantriebs inklusive Zähler und Ablesen der Anzahl an Schaltungen 	1 Jahr	<ul style="list-style-type: none"> nach Zustand abdichten, Korrosionsschutz (z.B. durch Schmieren, bei Stufensteller zu meist am Antriebswellensystem) mindestens einmal pro Jahr sollte der Stufenschalter betrieben werden

	Überprüfen fester und beweglicher Kontakte an Wahlschalter und Vorwähler (falls vorhanden) sowie der Überschaltwiderstände	<p>Wartung des Stufenschalters nach gewissem Zeit-intervall oder max. Anzahl an Schaltvorgängen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6-8 Jahre • max. 100.000 Schaltspiele <p>Anheben und Reinigen von Wahlschaltergehäuse und -einsatz z.B. durch mehrmaliges Durchschalten aller Stufen zur Wählerkontaktreinigung</p> <p>Ölablass, Ölfilterung und Einfüllen des Öls</p>
--	--	--

Tabelle A 8: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – weitere Komponenten des Transformators nach der Strategie „Status Quo“

Weitere Wartungsmaßnahmen nach der Strategie „Status Quo“	Transformator-komponente	Inspektion	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	spannungslose Umsteller	Überprüfen der Verriegelung und des Antriebes	Durchschalten aller Stellungen zum Reinigen der Umstellerkontakte
	Durchführungen	Überprüfung der Dichtigkeit, der Porzellankörper, des Durchführungsöls, der Funkenstrecken, C / tan δ Messung	Reinigung der Durchführungen bzw. Porzellankörper
	Dichtungen	Überprüfen auf Dichtheit	Kontaktflächen mit Schmierstoffen geschmiert
	Überspannungsableiter, -schutz und -geräte		Wartungsmaßnahme an sich Überspannungsableiter, -schutz und -geräte
	Schaltschrank	Überprüfen des allgemeinen Zustandes sowie der Klemmleisten, Steckverbinder, der Kabelverbindungen, der Schaltschrank-Heizung und Beleuchtung, der Gehäusedichtung auf Wasserdichtigkeit	keine regelmäßige Wartung
	Stromwandler	Anschlüsse und Klemmenerdung	keine regelmäßige Wartung
	Überwachungsgeräte	Überprüfung Strömungswächter bzw. Durchflussmesser (Signalabgabe) Öl / Luft (für Kühlsystem)	

Tabelle A 9: Wartungsmaßnahmen & -intervalle - Aktivteil des Transformators, Öl und Ausdehnungsgefäß „Reduced“

Aktivteil, Kessel, Öl und Ausdehnungsgefäß des Transformators Strategie „Reduced“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	<ul style="list-style-type: none"> • Prüfen Aktivteil auf Öllecks/ Dichtigkeit, Betriebserdungen, Elektroinstallation, weitere Schäden (Lack, Korrosion) • Überprüfen Ausdehnungsgefäß: Dichtigkeit, Luftentfeuchter, Korrosion, Ölstandanzeiger 	2 Jahre	Nach Auffälligkeiten bei der Inspektion (zustandsabhängig) z.B. das Abdichten und Lackieren
	Ölalterungsuntersuchung (Ölanalyse) <ul style="list-style-type: none"> • 1. Gruppe: Neutralisationszahl, dielektr. Verlustfaktor, Durchschlagspannung, Grenzflächenspannung, Wassergehalt, Farbe, • 2. Gruppe: Reinheit, Fremdkörper, Oxidationsstabilität, 	3-8 Jahre	In Abhängigkeit der auffälligen Werte: (Mindestanforderungen nach IEC 60422) <ul style="list-style-type: none"> • Nachfüllen • Reinigen (physikalische Ursache) • Aufbereiten (physikalische Ursache) • Regenerieren (chemische Ursache) • Austauschen (chemische Ursache) • Trocknen (physikalische Ursache) • Offline: Trocknungsverfahren z.B. Vapour Phase Technik
	Überprüfen der Öltemperatur	dauerhaft/monatlich	Ursache ermitteln und demnach warten (Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen)
	Ölgasuntersuchung: H_2 , O_2 , N_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 (Feststellen von Entladungen, Erwärmungen, Zersetzung der Isolierstoffe)	>3-5 Jahre	Entgasung oder über Hinweise aus den Gaskomponenten Wartungsmaßnahmen einleiten (Mindestanforderungen nach IEC 60599): Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen
	Überprüfen des Ölfüllstands	dauerhaft/monatlich	Nachfüllen nach Bedarf, Ursache bei auffälliger Füllstandänderung ermitteln
	Prüfen der Isolierung (Bestimmung von Furfurol)	zustandsbedingt	Nach Zustand Maßnahme Trocknen oder Regenerieren
	Gasanalyse Buchholzschutz	bei Alarm Gasanalyse durchführen	Entgasung oder über Hinweise aus den Gaskomponenten (Ölgasuntersuchung) Wartungsmaßnahme einleiten (Nachfüllen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen)

Tabelle A 10: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Kühlsystem des Transformators nach der Strategie „Reduced“

Kühlsystem des Transformators Strategie „Reduced“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	Überprüfung der gesamten Kühlanlage auf Dichtheit, Schutz, Korrosion, Verstopfungen und auffällige Geräusche	2 Jahre	Abdichten, Schutz gegen Korrosion, Verstopfungen beseitigen
	Überprüfung der Öl-Luft-Kühler Verschmutzung		Kühlerreinigung zustandsbedingt
	Weitere Überprüfungen: Öltemperatur, Strömungsmelder bzw. Durchflussmesser (Signalabgabe) Öl / Luft		nach Zustand und Ursache
	Überprüfung der Drosselklappen auf richtige Stellung	nach jeder Abschaltung	bei falscher Stellung richtige Stellung wiederherstellen

Tabelle A 11: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Stufenschalter des Transformators nach der Strategie „Reduced“

Stufenschalter des Transformators Strategie „Reduced“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	<ul style="list-style-type: none"> Überprüfen der Dichtigkeit, Korrosion und Sicherheitsmembrane Überprüfen des Motorantriebs inklusive Zähler und Ablesen der Anzahl an Schaltungen 	1 Jahr	<ul style="list-style-type: none"> nach Zustand abdichten, Korrosionsschutz (z.B. durch Schmieren, bei Stufensteller zu meist am Antriebswellensystem) mindestens einmal pro Jahr sollte der Stufenschalter betrieben werden
	Überprüfen fester und beweglicher Kontakte an Wahlschalter und Vorwähler (falls vorhanden) sowie der Überschaltwiderstände		<p>Wartung des Stufenschalters nach gewissem Zeitintervall oder max. Anzahl an Schaltvorgängen:</p> <ul style="list-style-type: none"> >8 bis max. 12 Jahre max. 100.000 Schaltspiele <p>Anheben und Reinigen von Wahlschaltergehäuse und -einsatz z.B. durch mehrmaliges Durchschalten aller Stufen zur Wählerkontaktreinigung Ölablass, Ölfiltration und Einfüllen des Öls</p>

Tabelle A 12: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – weitere Komponenten des Transformators nach der Strategie „Reduced“

Weitere Wartungsmaßnahmen nach der Strategie „Reduced“	Transformator-komponente	Inspektion	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	spannungslose Umsteller	Überprüfen der Verriegelung und des Antriebes	Durchschalten aller Stellungen zum Reinigen der Umstellerkontakte
	Durchführungen	Überprüfung der Dichtigkeit, der Porzellankörper, des Durchführungsöls, der Funkenstrecken, C / tan δ Messung	Reinigung der Durchführungen bzw. Porzellankörper
	Dichtungen	Überprüfen auf Dichtheit	Kontaktflächen mit Schmierstoffen geschmiert
	Überspannungssableiter, -schutz und -geräte		Wartungsmaßnahme an sich Überspannungssableiter, -schutz und -geräte
	Schaltschrank	Überprüfen des allgemeinen Zustandes sowie der Klemmleisten, Steckverbinder, der Kabelverbindungen, der Schaltschrank-Heizung und Beleuchtung, der Gehäusedichtung auf Wasserdichtigkeit	keine regelmäßige Wartung
	Stromwandler	Anschlüsse und Klemmenerdung	keine regelmäßige Wartung
	Überwachungsgeräte	Überprüfung Strömungswächter bzw. Durchflussmesser (Signalabgabe) Öl / Luft (für Kühlsystem)	

Tabelle A 13: Wartungsmaßnahmen und -intervalle - Aktivteil des Transformators, Öl und Ausdehnungsgefäß nach der Strategie „Intensive“

Aktivteil, Kessel, Öl und Ausdehnungsgefäß des Transformators	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	<ul style="list-style-type: none"> Prüfen Aktivteil auf Öllecks/ Dichtigkeit, Betriebserdungen, Elektroinstallation, weitere Schäden (Lack, Korrosion) Überprüfen Ausdehnungsgefäß: Dichtigkeit, Luftentfeuchter, Korrosion, Ölstandanzeiger 	1/2 Jahre	Nach Auffälligkeiten bei der Inspektion (zustandsabhängig) z.B. das Abdichten und Lackieren
	Ölalterungsuntersuchung (Ölanalyse) <ul style="list-style-type: none"> 1. Gruppe: Neutralisationszahl, dielektr. Verlustfaktor, 	1 Jahr	In Abhängigkeit der auffälligen Werte: (Anforderungen weit über IEC 60422) <ul style="list-style-type: none"> Nachfüllen

	<p>Durchschlagsspannung, Grenzflächenspannung, Wassergehalt, Farbe,</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2. Gruppe: Reinheit, Fremdkörper, Oxidationsstabilität, Partikelanzahl, Dichte, Flammpunkt, Stockpunkt, Viskosität • 3. Gruppe: Korrosiver Schwefel, PCB, Inhibitorgehalt 		<ul style="list-style-type: none"> • Reinigen (physikalische Ursache) • Aufbereiten (physikalische Ursache) • Regenerieren (chemische Ursache) • Austauschen (chemische Ursache) • Trocknen (physikalische Ursache) <ul style="list-style-type: none"> • Online: dauerhaft durch Luftentfeuchter Wartung 4 mal pro Jahr und • Offline: Trocknungsverfahren z.B. Vapour Phase Technik • PCB örtliche Vorschriften beachten • Inhibitor auffüllen
	Überprüfen der Öltemperatur	dauerhaft/ monatlich	Ursache ermitteln und demnach warten (Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen)
	Ölgasuntersuchung: H_2 , O_2 , N_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 (Feststellen von Entladungen, Erwärmungen, Zersetzung der Isolierstoffe)	>1 Jahr bis < 2 Jahre	Entgasung oder über Hinweise aus den Gaskomponenten Wartungsmaßnahmen einleiten (Anforderungen weit über IEC 60599): Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen
	Überprüfen des Ölfüllstands	dauerhaft/ monatlich	Nachfüllen nach Bedarf, Ursache bei auffälliger Füllstandänderung ermitteln
	Prüfen der Isolierung (Bestimmung von Furfurol)	2-4 Jahre	Nach Zustand Maßnahme Trocknen oder Regenerieren
	Gasanalyse Buchholzschutz	bei Alarm Gasanalyse durchführen	Entgasung oder über Hinweise aus den Gaskomponenten (vgl. Ölgasuntersuchung) Wartungsmaßnahmen einleiten (Nachfüllen, Reinigen, Aufbereiten, Regenerieren, Austauschen, Trocknen)

Tabelle A 14: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Kühlsystem des Transformators nach der Strategie „Intensive“

Kühlsystem des Transformators Strategie „Intensive“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	Überprüfung der gesamten Kühlanlage auf Dichtheit, Schutz, Korrosion, Verstopfungen und auffällige Geräusche	1 Jahr	Abdichten, Schutz gegen Korrosion, Verstopfungen beseitigen
	Überprüfung der Öl-Luft-Kühler Verschmutzung		Kühlerreinigung jährlich
	Weitere Überprüfungen: Öltemperatur, Strömungsmelder bzw. Durchflussmesser (Signalabgabe) Öl / Luft		nach Zustand und Ursache
	Überprüfung der Drosselklappen auf richtige Stellung	nach jeder Abschaltung	bei falscher Stellung richtige Stellung wiederherstellen

Tabelle A 15: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – Stufenschalter des Transformators nach der Strategie „Intensive“

Stufenschalter des Transformators Strategie „Intensive“	Inspektion	Inspektionsintervall	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	<ul style="list-style-type: none"> Überprüfen der Dichtigkeit, Korrosion und Sicherheitsmembrane Überprüfen des Motorantriebs inklusive Zähler und Ablesen der Anzahl an Schaltungen 	1 Jahr	<ul style="list-style-type: none"> nach Zustand abdichten, Korrosionsschutz (z.B. durch Schmieren, bei Stufensteller zu meist am Antriebswellensystem) mindestens einmal pro Jahr sollte der Stufenschalter betrieben werden
	Überprüfen fester und beweglicher Kontakte an Wahlschalter und Vorwähler (falls vorhanden) sowie der Überschaltwiderstände		Wartung des Stufenschalters nach gewissem Zeitintervall oder max. Anzahl an Schaltvorgängen: <ul style="list-style-type: none"> 4-6 Jahre mind. 50.000-100.000 Schaltspiele Anheben und Reinigen von Wahlschaltergehäuse und –einsatz z.B. durch mehrmaliges Durchschalten aller Stufen zur Wählerkontaktreinigung Ölablass, Ölfilterung und Einfüllen des Öls

Tabelle A 16: Wartungsmaßnahmen und -intervalle – weitere Komponenten des Transformators nach der Strategie „Intensive“

Weitere Wartungsmaßnahmen nach der Strategie „Intensive“	Transformator-komponente	Inspektion	Wartungsmaßnahmen und -intervall
	spannungslose Umsteller	Überprüfen der Verriegelung und des Antriebes	Durchschalten aller Stellungen zum Reinigen der Umstellerkontakte
	Durchführungen	Überprüfung der Dichtigkeit, der Porzellankörper, des Durchführungsöls, der Funkenstrecken, C / tan δ Messung	Reinigung der Durchführungen bzw. Porzellankörper
	Dichtungen	Überprüfen auf Dichtheit	Kontaktflächen mit Schmierstoffen geschmiert
	Überspannung-sableiter, -schutz und -geräte		Wartungsmaßnahme an sich Überspannungsableiter, -schutz und -geräte
	Schaltschrank	Überprüfen des allgemeinen Zustandes sowie der Klemmleisten, Steckverbinder, der Kabelverbindungen, der Schaltschrank-Heizung und Beleuchtung, der Gehäusedichtung auf Wasserdichtigkeit	keine regelmäßige Wartung
	Stromwandler	Anschlüsse und Klemmenerdung	keine regelmäßige Wartung
	Überwachungsgeräte	Überprüfung Strömungswächter bzw. Durchflussmesser (Signalabgabe) Öl / Luft (für Kühlsystem)	

Lebenslauf

PERSÖNLICHE ANGABEN

Name Marco Elmar Fleckenstein
Geburtsdatum 22. November 1981
Geburtsort Haßfurt am Main
Familienstand ledig

SCHULAUSBILDUNG

09/1994 - 07/1998 Staatliche Realschule, Haßfurt
Abschluss: Mittlere Reife
09/2001 - 07/2003 Berufsoberschule an der Franz-Oberthür-Schule, Würzburg
Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

HOCHSCHULSTUDIUM

09/2003 – 04/2010 Technische Universität Darmstadt

- Studium der Elektro- & Informationstechnik
- Schwerpunkt: Elektrische Energiesysteme
- Thema der Studienarbeit: *Nachführstrategien für dachparallele Vakuumröhrenkollektoren*
- Thema der Diplomarbeit: *Modellbildung und Simulation von Energiespeichern im Niederspannungsnetz*

BISHERIGER BERUFLICHER WERDEGANG

09/1998 – 06/2001 Überlandwerk Unterfranken AG, Würzburg

- Berufsausbildung zum Energieelektroniker der Fachrichtung Anlagentechnik

07/2001 – 09/2001 Überlandwerk Unterfranken AG, Würzburg

- Energieelektroniker

05/2010 – 05/2015 Technische Universität Darmstadt

- Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Darmstadt

07/2015 – heute Fichtner GmbH & Co. KG

- Projektingenieur für Übertragungsnetzprojekte in Westafrika